克拉苏气田博孜 3 区块开发方案地面工程

环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2021 年 11 月

目　录

1. 概述 3

1.1 项目背景 3
1.2 环境影响评价过程 4
1.3 分析判定相关情况 5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 7
1.5 报告书主要结论 7

2. 总则 9

2.1 评价目的与原则 9
2.2 编制依据 10
2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选 15
2.4 环境功能区划与评价标准 17
2.5 评价因子和评价标准 18
2.6 评价等级和评价范围 22
2.7 评价时段和评价重点 28
2.8 控制污染与环境保护的目标 28
2.9 评价方法 30

3. 建设项目工程分析 31

3.1 工程概况 31
3.2 工程内容 45
3.3 依托工程和依托可行性 54
3.4 工程分析 62
3.5 清洁生产分析 78
3.6 污染物排放总量控制分析 86
3.7 与相关规划、法律法规符合性分析 87
3.8 选址选线合理性分析 95

4. 环境现状调查与评价 96

4.1 自然环境概况 96
4.2 生态环境现状调查与评价 107
4.3 环境空气质量现状 123
4.4 声环境现状调查与评价 125
4.5 水环境现状调查与评价 126

5.　环境影响预测与评价 129

5.1 生态环境影响评价 129
5.2 环境空气影响分析 138
5.3 水环境影响分析 151
5.4 声环境影响分析 160
5.5 固体废物环境影响分析 163
5.6 土壤环境影响分析 165
5.7 环境风险评价 170

6. 环境保护措施及可行性论证 179

6.1 施工期环境保护措施.....179
6.2 运营期环境保护措施.....187
6.3 服役期满后环境保护措施.....194
7. 环境影响经济损益分析 197
7.1 项目的社会效益和经济效益.....197
7.2 环保投资估算.....198
7.3 环保措施效益分析.....198
7.4 环境经济损益分析结论.....199
8. 环境管理、监测与 HSE 管理体系 201
8.1 环境管理.....201
8.2 企业环境信息公开.....205
8.3 污染物排放清单.....206
8.4 环境及污染源监测.....208
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....210
9. 结论与建议 213
9.1 工程概况.....213
9.2 环境质量现状评价结论.....213
9.3 环境影响评价结论.....214
9.4 其他评价结论.....216
9.5 公众参与结论.....217
9.6 综合评价结论.....217
9.7 建议.....217

1. 概述

1.1 项目背景

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，天然气产能建设将会出现一个高潮。克拉苏气田天然气资源量为 20856.65×$10^8$$m^3$，预计到 2020 年其天然气产量将达到 300×$10^8$$m^3$/a，有望成为塔里木第一大气田。新疆阿克苏地区拜城县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，克拉苏气田包含克拉 2 区块、大北区块、克深区块和博孜区块等四个区块。

根据中国石油股份有限公司天然气业务发展和塔里木油田“十三五”油气发展规划要求，制定了克拉苏气田开发规划方案，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。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（见附件，新环函[2017]537 号，关于克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书的审查意见）。

博孜 3 区块位于新疆拜城县与温宿县分界、大北区块西侧约 40km 处，根据塔西南勘探分公司油气开发部的委托及博孜 3 区块初步开发方案内容，博孜 3 区块地面设计方案包括观察井 1 口（博孜 302，见水后转为观察井），生产井 7 口，其中老井 4 口（博孜 3、博孜 301、BZ3-2X、BZ3-3X）；新井 3 口（BZ3-K2、BZ3-H4、BZ3-H5）；博孜 301 集气站改造，博孜 3 集气站改造等内容。其中：博孜 302 井、博孜 3 井、博孜 301 井、BZ3-2X 井、BZ3-3X 井、BZ3-K2 井等六口井已完成环评，本次环评内容为：新建 BZ3-H4 井、BZ3-H5 井，博孜 301 集气站改造、博孜 3 集气站改造，及配套线路工程、站场工程、防腐、自控、电力、通信、暖通、给排水及消防、道路工程。

本工程总投资为人民币 5539 万元，其中环保投资 218 万元，约占总投资的 3.93%，地理位置图见图 1.1-1。

本项目属采掘类建设项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会经济效益，项目产品原油、天然气为清洁能源，对于大气污染物的减排起到积极的促进作用。

1.2 环境影响评价过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 253 号）中有关规定，2021 年 7 月塔西南勘探开发公司油气开发部委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《克拉苏气田博孜 3 区块初步开发项目项目环境影响报告书》。（见附件，环评工作委托书）。

评价单位接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合温宿县和克拉苏气田的有关规划和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，根据污染源强和环境现状资料进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的建议，并最终完成《克拉苏气田博孜区初步开发项目环境影响报告书》。环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书（表）编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

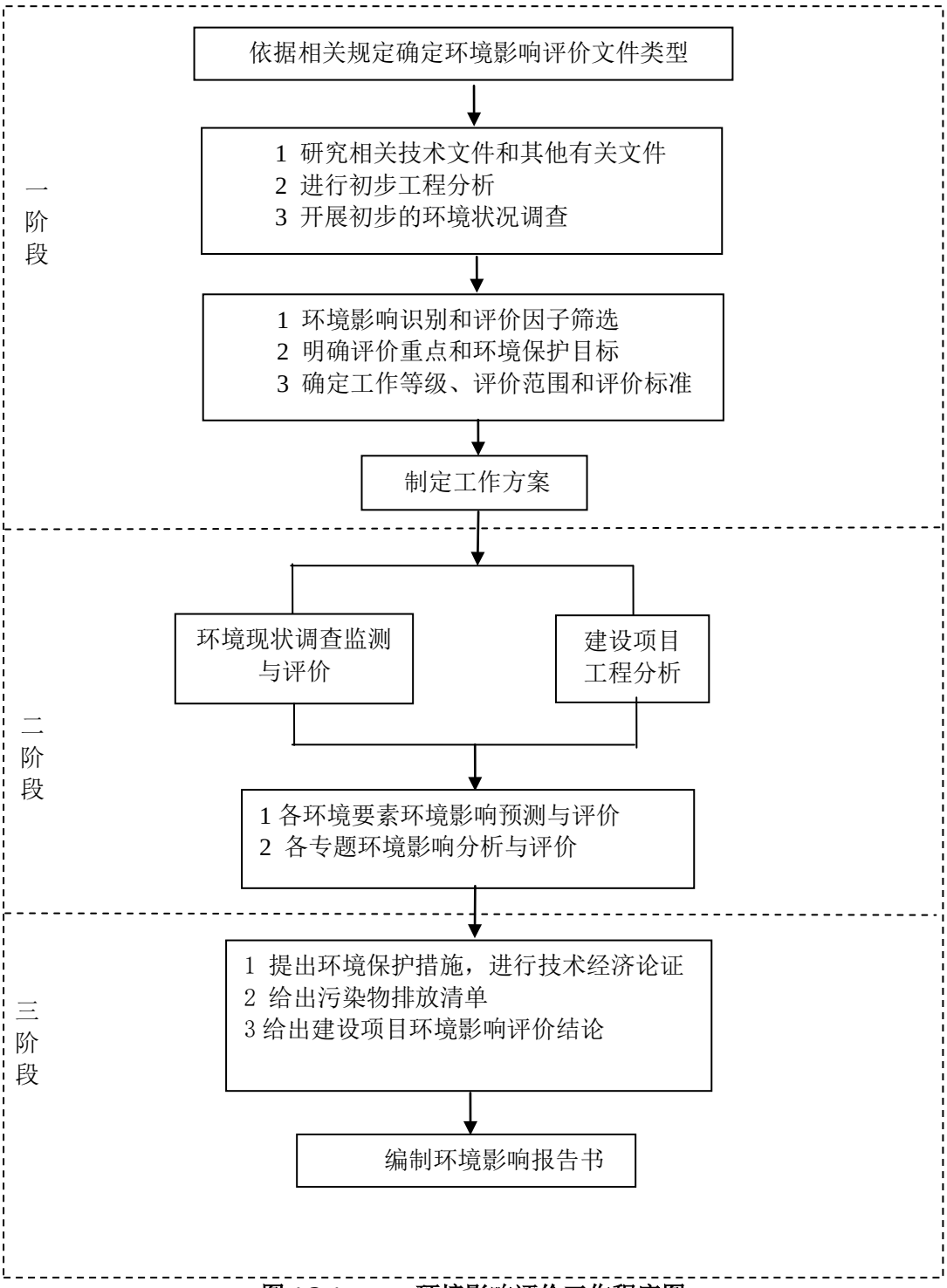


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

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

合国家产业政策。

本工程属博孜 3 区块，为克拉苏气田开发规划方案中的工程内容，符合《克拉苏气田开发规划方案》。本工程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十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

本工程为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建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，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。本工程土地利用类型为未利用地，所在区域受干旱气候的影响，植被生境十分恶劣，地表植物稀少，植物群落组成比较简单。该区域植被类型主要有短叶假木贼、猪毛菜、琵琶柴、合头草等。

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

对照《新疆生态功能区划》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），本工程所在区域属于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。涉及塔里木流域水土流失重点治理区，本工程占地相对较小，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。

本工程不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本工程符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划。

克拉苏气田博孜 3 区块位于新疆阿克苏地区拜城县和温宿县，西距温宿县县城 78km，东距大北气田 40km，交通便利。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

本工程为油气开采项目，环境影响因素主要来源于采油、井下作业、集输等各工艺过程，影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、森林公园等敏感区，距离最近的村庄约 1km。重点保护目标是：评价范围内的博孜墩村喀拉克尔居民。

1.5 报告书主要结论

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

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

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

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

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

区划要求。

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

2. 总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解工程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）评价该项目对国家产业政策、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，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为拟建工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护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，优化本工程建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则　地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产 评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置 控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化 综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
13	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
14	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
15	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
16	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发[2012]35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发[2015]17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发[2013]37 号	2013-9-10

9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发[2016]31 号	2016-05-28
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发[2018]22 号	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发[2018]17 号	2018-06-16
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令[2019]第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录（第一批）	国家林业局、农业部第 4 号令	1999-08-04
6	国家重点保护野生动物名录（2021 年版）	国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-01-04
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
20	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
21	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
22	关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知	环办评[2016]95 号	2016-07-15
23	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

24	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办[2015]113 号	2015-12-30
25	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
26	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
27	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
28	自然资源部 国家林业和草原局 关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知	自然资函[2020]861 号	2020-09-26
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	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	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
6	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
7	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
8	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
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
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	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
17	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
18	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
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发[2018]20 号	2018-12-20
20	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发[2018]66 号	2018-09-29

21	自治区党委、自治区人民政府印发 《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发[2018]23 号	2018-09-04
22	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
23	新疆维吾尔自治区塔里木河流域水资源管理条例（2014 年修订）	12 届人大第 10 次会议	2014-11-01

2.2.3 其它

（1）《克拉苏气田博孜 3 区初步开发方案》2021.8，塔里木油田分公司。

（2）自治区环保厅关于克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书的审查意见（新环函[2017]537 号）

2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、钻井工程、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程、站场建设、管线敷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。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、集输管线、道路、站场改建，以生态影响为主。

① 管线和道路敷设

新建单井采气管线 4km，井场道路 3.4km，博孜 3 集输复线维护 5km，管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

② 井场建设

新建 BZ3-H4、BZ3-H5 井场 2 座，这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

（2）运行期

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

（3）闭井期

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

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺

特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1　　影响因素识别

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
		车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	+	○	○
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据项目的环境影响特点和当地环境状况，本项目评价因子见表 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	pH、石油烃和《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）	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、	非甲烷总烃、
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体	-	落地油

废物		
环境风险	-	甲烷、凝析油、CO （1）对气田施工期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对气田运营期间井场、输气管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境空气

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

本项目 5km 内无地表水体。

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

2.4.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。距离项目最近的村庄约为 1km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属天山山地温性草原、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

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目所在区域属于塔里木流域水土流失重点治理区。

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

2.5.1.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 四项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准　　（单位：mg/Nm³）

序号	评价因子	标准限值 μg /Nm³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	50	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

2.5.1.2 水环境

项目所在区 5km 范围内无地表水体。

项目区地下水主要用于农牧民和牲畜饮用或灌溉。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，其中标准中没有的特征因子石油类、硫化物参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ 类标准执行。具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3　　地下水质量标准值　　单位：除 pH 外，mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤15	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01
7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06
12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01

14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_3 计）	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数（CPU/mL）	≤100			

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

2.5.1.3 声环境

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008），本项目区域属于油田生产区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.5.1.4 土壤环境

评价范围内地面工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.5-4。区域地面工程场站外的荒地、草地等土壤执行《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，见表 2.5-5。

表 2.5-4　　建设用地土壤污染风险筛选值

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

20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	䓛	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

表 2.5-5 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值（pH＞7.5）
1	Cu≤	mg/kg	100
2	Zn≤	mg/kg	300
3	As≤	mg/kg	25
4	Ni≤	mg/kg	190
5	Pb≤	mg/kg	170
6	Cd≤	mg/kg	0.6
7	Cr≤	mg/kg	250
8	Hg≤	mg/kg	3.4

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，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	项目	最高允许排放浓度（mg/m^3）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020

2.5.2.2 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：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本工程运营期产生的采出水在大北天然气处理厂处理达标后回注气层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-6，本工程运营期管理依托克大北作业区现有的组织机构，不新增劳动定员，不新增生活污水。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

注入层平均空气渗透率，μm		≤0.01	> 0.01～≤0.01	> 0.05～≤0.5	> 0.5～≤1.5	> 1.5
控	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0

制指标	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/年	≤0.076				
	SRB，个/mL	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
注 1:1 < n < 10。 注 2：清水水质指标中去掉含油量。						

2.5.2.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7　　环境噪声排放标准

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

2.5.2.4 固体废物

根据本工程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；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；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》（GB18599-2020）；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）。

2.5.2.5 重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是原油，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）及相关标准及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 的相关内容。

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本工程废气排放源主要为油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为、硫化氢候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 *Pi* 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1　　评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		40.9°C
最低环境温度		-36.5°C
土地利用类型		荒漠

区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

污染物排放参数见表 2.6-3。

表 2.6-3　　估算模式计算结果表

污染源名称	评价因子	ρ_0（μg/m^3）	ρ_{max}（μg/m^3）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大落地浓度点位置
BZ3-H4 井场	NMHC	2000	4.0311	0.20	/	下风向 46m
BZ3-H5 井场	NMHC	2000	4.0311	0.20	/	下风向 46m
博孜 301 集气站	NMHC	2000	1.3939	0.07	/	下风向 169m
博孜 3 集气站	NMHC	2000	0.7212	0.04	/	下风向 169m

表 2.6-3 的计算结果表明，本工程排放的废气污染物主要为非甲烷总烃，根据 AERSCREEN 模型计算结果，非甲烷总烃最大地面浓度 P_{max} 为 4.0311μg/m^3，最大地面浓度占标率 ρ_{max} 为 0.20%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本工程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）的规定，三级评价项目不需设置大气环境影响范围。

2.6.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，评价区域内的塔里木流域水土流失重点治理区，属于重要生态敏感区。项目新增永久占地面积 2.37hm²，临时占地面积 5.96hm²，总占地面积为 8.33hm²，占地面积＜2km^2，管线总长度共计 14km，长度＜50km，据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.6-5，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.6-5　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^2 或 长度≥100km	面积 2-20km^2 或 长度 20-100km	面积≤2km^2 或 长度≤50km

特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

气田开发生态影响包括直接影响和间接影响，本工程区块内的地面工程，如井场、集输管线等外扩 200m 范围，进行重点评价，生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水环境评价等级和评价范围

本项目 5km 范围内无地表水体。按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.6.4 地下水环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 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），本工程属石油、天然气开采项目，为 I 类项目。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且本工程所在区域不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水划分为不敏感，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），确定本工程地下水评价等级为二级。

表 2.6-4　　地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 / 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	

表 2.6-5　　地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。

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

表 2.6-6　　地下水环境影响评价工作等级划分

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

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水环境评价等级为二级。

2.6.5 噪声环境评价等级和评价范围

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

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

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

2.6.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.6-8。

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。

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

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

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6-9 确定环境风险潜势。

表 2.6-9　　建设项目环境风险潜势划分

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

（2）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.6-10。

表 2.6-10　　本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	天然气（伴生气）	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等）	/	2500

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建单井采气管线 4km，选择 DN88.9 22MPa。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程单井管线至阀组站均设置截断阀，本次评价对本工程新建单井集输线最长约 2km 进行评价。

地面凝析油密度 0.7936～0.8082g/cm^3（20℃），平均 0.7992g/cm^3、天然气平均相对密度 0.6491kg/m^3，不含硫化氢。计算得管道最大储油量为 33.67t。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 22Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。8.314mol*K

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 1.72t。

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

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

式中：q_1，q_2，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程辨识结果详见表 2.6-11。

表 2. 6-11　　辨识结果表

序号	时期	位置	储存装置	物质名称	临界量（t）	最大储存量（t）	Q	合计
1	运行期	集输管线	集输管线	原油	2500	33.67	0.01	0.182
				天然气	10	1.72	0.172	

根据上表计算结果，本项目 Q=0.135，Q≤1。判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.6.7 土壤环境评价等级和评价范围

从气田对土壤环境的影响途径来看，本工程属于污染类项目，本工程永久占地 2.37hm^2，属于小型项目，占地类型主要为未利用地（荒漠），不占用耕地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“不敏感”。气田开发属于II类项目，因此评价工作等级划分为三级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-12。

表 2. 6-12　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

评价等级									
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑气田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场区域边界向外扩展 50m，管线区域边界向外扩展 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价及水土保持；

（3）环境风险影响评价及风险管理；

（4）地下水环境影响评价；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护的目标

2.8.1 控制污染目标

本项目位于天山南麓，所处区域为山前冲洪积扇的中上游地带，保护脆弱的生态环境是本项目开发过程中应充分重视的问题，根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

（1）控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤荒漠化。

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

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

该建设项目控制污染内容具体见表 2.8-1。

表 2.8-1　　控制污染与生态破坏内容

控制污染对象		污染(源)工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
施工期		施工活动	生态破坏	控制占地面积及进行植被恢复等	控制植被减少
			施工扬尘	采取防风降尘措施	控制扬尘移动
			燃油废气	采用高质量的油品	达标排放
			生产、生活废水	集中处理后回用	严禁外排
			生产、生活垃圾	分类收集，及时清运	避免二次污染
			噪　声	减少夜间施工	GB12525-2011 中有关规定
			地下水	控制开采量，防止污染地下水	GB/T14848-93 中Ⅲ类标准
			落地油等	严格规范操作	避免污染土壤
工程运营期影响	废水	生产废水	COD、氨氮、石油类等	由大北天然气处理厂处理后回注	处理达标后，回注气层
	废气	井场、集气站逸散	烃类气体	经常检修，防止泄漏	防止对人员及财产造成破坏
	固体废物	生活	生活垃圾	分类收集，集中填埋	避免二次污染
		生产	油泥砂	委托具有处置资质的单位处理	避免二次污染
	井场、集气站	生态破坏	土地荒漠化	恢复地表植被，水土保持	减少水土流失

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，项目区本项目位于天山南麓，所处区域为山前冲洪积扇的中上游地带，项目区所涉及的环境敏感区有饮用水水源保护区、耕地、居住集中区等。主要环境保护目标如下（见表 2.8-2），见图 2.8-1。

表 2.8-2　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	工程与敏感目标的关系	敏感点环境保护要求	备注
1	生态	荒漠植被和野生动物	新增永久占地面积 2.37hm²，临时占地面积 5.96hm²，总占地面积 8.33hm²	防治生态破坏和土壤污染，保护野生植物	生态敏感脆弱区
2		新疆托木尔峰国家级自然保护区	距离边界 9.5km	保护森林生态系统	
3		温宿盐丘国家地质公园	距离边界 6.4km	保护自然风景奇观	
4		新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）	距离边界 5km	保护自然景观	

5	大气、声环境	博孜墩村	BZ3-H5 井西侧 1000m	防止对居民区的大气环境、声环境造成污染	评价范围内居民点约有 40 户 120 人
6	环境风险	荒漠植被和野生动物	火灾爆炸	防止破坏项目区荒漠生态系统	管线
7		博孜墩村	BZ3-H5 井西侧 1000m	防治对居民区大气环境造成污染	评价范围内居民点约有 40 户 100 人

2.9 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价方法一览表

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

3. 建设项目工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 工程基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：克拉苏气田博孜 3 区块开发方案地面工程；

项目性质：滚动开发，新建。

3.1.1.2 建设单位

塔西南勘探开发公司油气开发部；

3.1.1.3 建设地点

项目区位于新疆阿克苏地区温宿县，西距温宿县县城 78km，东距大北气田 40km，交通、通讯便利。地理位置示意图。

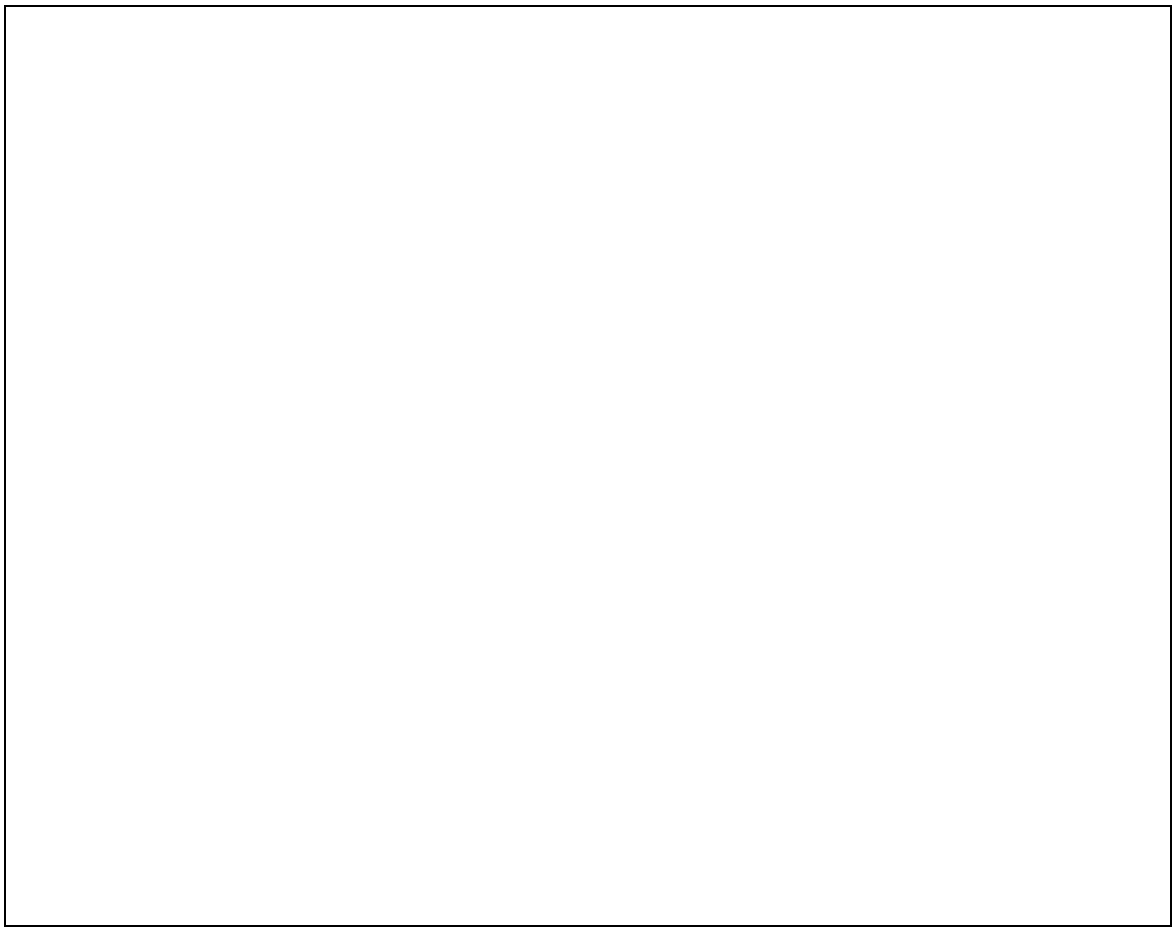


图 3.1-1　　项目地理位置示意图

3.1.1.4 工程规模

方案设计动用天然气地质储量 $203.8\times10^8m^3$，凝析油地质储量 313.73×10^4t。采气速度 2.45%，年产气规模 $4.98\times10^8m^3$，年产油规模 7.67×10^4t，稳产 12 年，开发 30 年末累计生产天然气 $109.25\times10^8m^3$、凝析油 137.42×10^4t，累计产水量 47.27×10^4t，天然气采出程度 53.61%，凝析油采出程度 43.8%。本次开发方案，包括观察井 1 口（博孜 302，见水后转为观察井），生产井 7 口，其中老井 4 口（博孜 3、博孜 301、BZ3-2X、BZ3-3X）；新井 3 口（BZ3-K2、BZ3-H4、BZ3-H5）。

其中：博孜 302 井、博孜 3 井、博孜 301 井、BZ3-2X 井、BZ3-3X 井、BZ3-K2 井等六口井已完成环评，本次环评内容为：新建 BZ3-H4 井、BZ3-H5 井，博孜 301 集气站改造、博孜 3 集气站改造，配套采气管线 4km、进站道路 3.4km，以及站场工程、防腐、自控、电力、通信、暖通、给排水及消防工程。

3.1.1.5 工程组成

本项目主要组成包括钻井工程、井口装置、集输系统，配套仪表、电气、土建等内容。工程组成见表 3.1-1。

表 3.1-1　　工程组成表

序号	工程内容			单位	数量	备　注
1	钻井工程		新井	口	2	BZ3-H4 井、BZ3-H5 井
2	采气工程		井口装置	套	2	按 SY/T 5127-2002《井口装置和采油树规范》执行
3	集输工程	集输管道	单井采气管线	km	4	D88.9×4，22Cr，设计压力 22MPa
		改造集气站	博孜 301 集气站	座	/	扩建单井进站阀组 4 套
			博孜 3 集气站	座	/	扩建单井进站阀组 2 套
4	配套工程	自动化控制	井场 RTU	套	2	
			大北 SCADA 系统扩容	套	2	
		供电系统	井场供配电	套	2	
			10kV 架空线路	km	4.3	LGJ-70/10
		通信工程	井场数据及视频传输	套	2	
			架空光缆	km	5.16	ADSS-PE-12B1 （与电力线路同杆架空敷设）
		暖通	分体热泵型挂壁式空调器	台	2	
		道路工程	新建单井进场道路	km	3.4	四级路
4	管线维护		博孜 3 集输复线维护	km	5	裸露段外防腐层修复、管沟清理及覆土回填

5	管道检测	已建集输管道检测	km	68.7	5 条集输管道检测，主要采用人工巡检、清管器监测、流量法监测等手段检测集输管道
5	依托设施	大北地区固废填埋场			本项目生活垃圾清运至大北地区固废填埋场，距离大北处理厂约 7km。大北地区固废填埋场环评由阿克苏地区环保局以阿地环函字[2012]362 号文予以批复，已于 2013 年 1 月取得阿克苏地区环保局《关于大北地区天然固废场工程竣工环保验收的函》（阿地环函字[2013]4 号）。本项目施工期产生的 11.3t 生活垃圾集中收集运至大北地区固废填埋场处理。大大北地区固废填埋场设计生活垃圾处理量为 10000 m^3，目前仅占用了一半容积，尚有余量 5000 m^3，满足处理要求。
		克拉苏钻试修废弃物环保处理站			并配套建设钻井磺化泥浆体系固废暂存池、钻试修污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m^3/d，钻试修废水处理规模 300m^3/d。自治区环保厅以新环评价函[2016]1626 号进行批复。克拉苏钻试修废弃物环保处理站目前试运营中，设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m^3/d，钻试修废水处理规模 300m^3/d，建设有 15000m^3聚磺泥浆暂存池，50000m^3 污水暂存池，2000m^3 污油池，可满足克拉苏气田范围内每年 55-75 口钻井聚磺泥浆体系废弃物处理。本项目新钻井预计本项目 2 口新钻井磺化水基泥浆 510.4m^3，磺化岩屑 384.2m^3，可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。
		塔里木油田绿色环保站			含油污泥和清管废渣依托塔里木油田绿色环保站进行处理，距离大北天然气处理厂约 250km。绿色环保站 2011 年建成投产。一期处理规模 1.05 万方/年；2017 年进行二期扩建，总处理能力达 4.05 万方/年，采用热解工艺对含油污泥进行无害化处理。一期项目自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复，以新环函[2014]376 通过验收。二期扩建新环函[2017]2019 号文进行批复。本项目含油污泥及清管废渣共产生 2.09t/a，塔里木油田绿色环保站优先接纳本项目的含油污泥，可以满足需求。
		油基废钻完井液资源综合回收利用站			油基废钻完井液资源综合回收利用站距离大北区块约 70km，在 KS207 井附近。油基废钻完井液资源综合回收利用站试生产，采用具专利技术 LRET 的处理工艺和装备技术。设计生产能力：2×10^4 m^3/年，最大可回收钻井油基泥浆 5300m^3。2014 年 5 月，新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制了环评报告，2014 年 6 月，自治区环保厅以新环函[2014]648 号文进行了批复。以新环函[2015]239 号文予以验收。油基废钻完井液资源综合回收利用站处理能力为 2×10^4 m^3/a（50000t），可以满足克拉苏区域每年 30 口钻井产生的油基废钻完井液，本项目 2 口井共产生油基泥浆 603.4m^3，因此，油基废钻完井液资源综合回收利用站处理能力可以满足需求。
		克深天然固废填埋场			克深天然固废填埋场容积 30 万 m^3，2012 年建成运营。《克深地区天然固废填埋场环境影响报告表》由新疆环境保护技术咨询中心编制，阿克苏地区环保局以阿地环函字[2012]361 号文进行了批复（见附件），于 2014 年 6 月取得以阿地环函字[2014]249 号文环保验收批复。 克深天然固废填埋场按照现有天然洼地，进行填挖、防渗处理，池内根据天然洼地地势行进分割。全部为工业固废场，处理克深地区钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后一般固体废物。 目前克深天然固废填埋场尚有余量约 260000 m^3，克深天然固废填埋场还接收油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后的一

			般固体废物，其为克拉苏气田克深区块、大北区块及博孜区块的油基废钻完井液处理后的固体废物，产生量约为 14000m³/a，预计 5 年内可处理完该区块的油基废钻完井液，5 年共产生 70000m³，克深天然固废填埋场也能接纳油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后的固体废物。

3.1.1.6 投资估算

本工程总投资为人民币 5539 万元，其中环保投资 218 万元，约占总投资的 3.93%。

3.1.1.7 组织计划和劳动定员

（1）组织机构

本项目新建2座井场，改造2座集气站，均无人值守，依托大北作业区进行管理。

（2）劳动定员

本工程由塔里木油田公司下设机构进行管理。本工程拟依托博大油气开发部对工程新增设施进行全面管理，负责本工程的运行、维护工作。

本工程不单独考虑新增定员，统一由原博大油气开发部协调安排管理。

3.1.2 气田资源概况

3.1.2.1 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 $6544.85\times10^{8}m^{3}$，圈闭资源量转化率高，29 个储备圈闭总资源量 $2.43\times10^{12}m^{3}$，预计将可以再落实天然气地质储量 $1.5\times10^{12}m^{3}$，克拉苏气田总储量将达到 $2.2\times10^{12}m^{3}$ 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。

3.1.2.2 博孜 3 区块气藏概况

2020年12月，向国家上交博孜3区块新增探明储量，含气面积34.59km^2，新增凝析气探明地质储量235.60×10^{8}m^3，其中新增干气探明地质储量230.18×10^{8}m^3，技术可采储量126.61×10^{8}m^3；新增凝析油探明地质储量346.37×10^{4}t（433.51×10^{4}m^3），技术可采储量138.55×10^{4}t（173.40×10^{4}m^3）。含气层位为巴什基奇克组、巴西改组，气藏类型为层状边水断背斜型凝析气藏。

3.1.2.3 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，南邻塔北隆起，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。克拉苏冲断带是天山南麓第一排冲断构造，该冲断带由北部单斜带、克拉苏构造带两个次级构造单元组成。

克拉苏构造带自西向东分为四段：阿瓦特段、博孜段、大北段、克深段，在四段之间发育 3 个构造转换带：博孜-阿瓦特、大北-博孜、克深-大北。自北向南发育五条北倾基底卷入一级断裂，分别为克北断裂、博孜-克拉断裂、克拉苏断裂、克深断裂和拜城断裂。据此形成四排断裂带，自北向南依次为博孜-克拉断裂带、克深断裂带、拜城断裂带、拜城南断裂带。博孜 3 号构造位于克拉苏构造带西部克深断裂带博孜-阿瓦特变换带，形态完整，规模适中，南北分别受一级断裂克深断裂 F_{IKS}、二级断裂博孜 3 北断裂 F_{IIKS-2} 控制。见图 3.1-2。

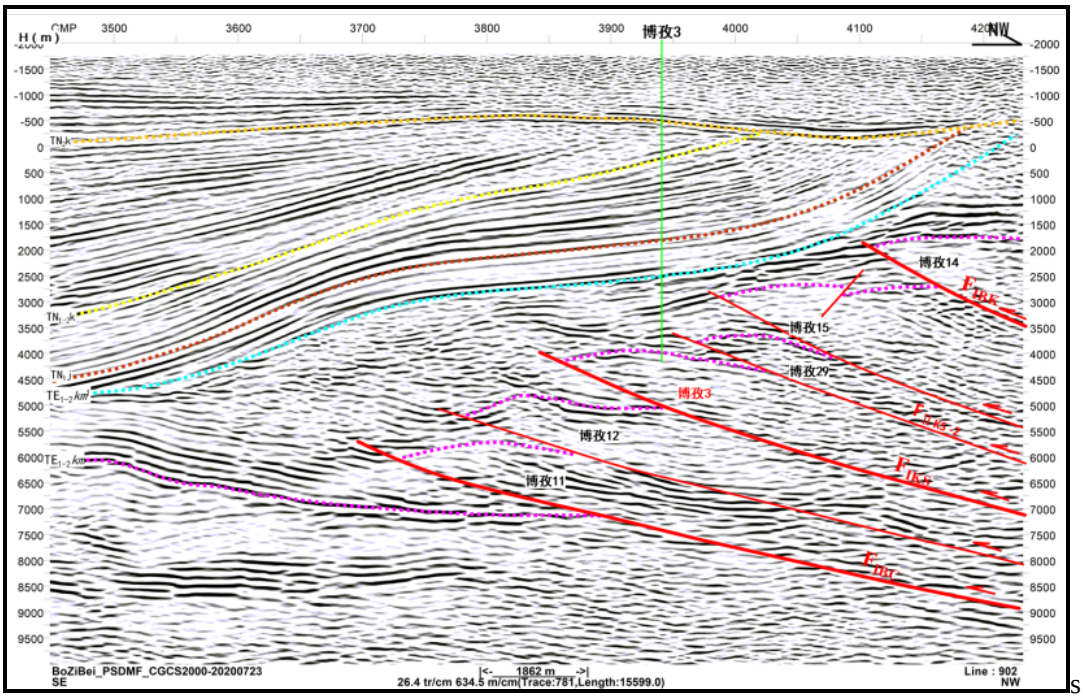


图 3.1-2 克拉苏构造带博孜区块博孜 3 号构造解释模型

3.1.2.4 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 3 井仅剩巴什基奇克组储层 19.5m。

3.1.2.5 流体性质

（1）天然气性质

博孜 3 区块共取得 50 个合格天然气分析样品。天然气相对密度 0.6283～0.6498，平均 0.6404。甲烷含量 86.07%～88.80%，平均 87.34%；乙烷含量 6.336%～7.703%，平均 6.928%；丙烷及以上烃组分含量 2.511%～3.743%，平均 3.101%；氮气含量 0.977%～3.110%，平均 1.955%；CO2 含量 0.053%～0.632%，平均 0.309%；不含 H_2S。天然气性质整体表现为甲烷含量高、富含轻烃、非烃气体含量低的特征。

（2）凝析油性质

博孜 3 区块共取得合格原油样品 49 个（附表 2-4-2-2），20℃时地面凝析油密度（0.7883～0.8097）g/cm^3，平均 0.7984g/cm^3；50℃时动力粘度（0.9388～1.5830）mPa•s，平均 1.2005mPa•s；凝固点-8℃～10℃；含硫 0.0082%～0.0361%，平均 0.0176%；含蜡 11.4%～20.6%，平均 14.6%；胶质平均 0.25%，沥青质 0.07%。凝析油性质具有轻质、低粘度、高含蜡量的特点。

（3）地层水性质

博孜 3 区块试油、试采井均未见地层水，性质参考邻区博孜 9 气藏获取的 4 支 MDT 水样。地层水水型为 $CaCl_2$ 型，PH 值平均 6.61，密度平均 1.13g/cm^3，氯根（118500～133000）mg/L，平均 123625mg/L，总矿化度（199200～217900）mg/L，平均 205933mg/L。

（4）气藏类型

博孜 3 号构造为断背斜构造，南翼砂岩与古近系膏盐岩对接，北翼砂岩与白垩系舒善河组对接，侧向封堵能力强，高点海拔为-3800m，圈闭溢出点为-4700m。按照博孜 302 井测试气层底界（-4365m）考虑，气藏幅度为 565m，大于博孜 3

区块白垩系巴什基奇克组、巴西改组储层厚度，具有层状特征。

综上所述，博孜 3 气藏为边水层状断背斜型常温超高压凝析气藏。

3.1.2.6 老井利用

本次开发方案，包括观察井 1 口（博孜 302，见水后转为观察井），生产井 7 口，其中老井 4 口（博孜 3、博孜 301、BZ3-2X、BZ3-3X）；新井 3 口（BZ3-K2、BZ3-H4、BZ3-H5）。上述井中，博孜 3、博孜 301、BZ3-2X、BZ3-3X 井均进行了单井环评，BZ3-K2、博孜 302 亦具备环评手续，各钻井环保手续履行情况详见表 3.1-2。

表 3.1-2　　博孜区块钻井环保手续履行情况一览表

序号	名称	环评情况	备注
1	BZ3-2X、BZ3-3X	2019 年 8 月，河北众联能源环保科技有限公司编制报告表，2020 年 3 月 3 日，阿克苏地区生态环境局以阿地环函[2020]72 号文进行了批复	
2	BZ3-K2	2019 年 8 月，河北众联能源环保科技有限公司编制报告表，2020 年 3 月 3 日，阿克苏地区生态环境局以阿地环函[2020]75 号文进行了批复	
3	博孜 301	关于博孜 301 钻井工程环境影响报告表的批复(阿地环函字[2017]624 号)	
4	博孜 302		
5	博孜 3 井	2016 年 5 月，中冶京诚（秦皇岛）工程技术有限公司编制报告表，2016 年 7 月，阿克苏地区环境保护局以阿地环函[2016]293 号文进行了批复	

3.1.3 开发方案及总体布局

3.1.3.1 开发方案

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 3 区块设计观察井 1 口（博孜 302，见水后转为观察井），生产井 7 口，其中老井 4 口（博孜 3、博孜 301、BZ3-2X、BZ3-3X）；新井 3 口（BZ3-K2、BZ3-H4、BZ3-H5）。综合开发方案配产量数据及已建单井实际产能数据，博孜 3 区块单井产量为 $30\times10^4m^3/d$~$50\times10^4m^3/d$。

本次开发方案中，各单井井场的设计规模见表 3.1-3。

表 3.1-3　　单井建设规模表

序号	井号	日产气（$10^4m^3/d$）	日产油（t/d）	投产年份	类型	
1	博孜 3	35	52.67	2018	生产井	老井
2	博孜 301	35	52.67	2019		
3	BZ3-2X	35	52.67	2021		
4	BZ3-3X	25	37.62	2021		
5	博孜 302	/	/	2021	早期 $20\times10^4m^3/d$ 生产，见水后转为观察井	
6	BZ3-K2	50	75.24	2021	生产井	新井
7	BZ3-H4	30	45.14	2023		
8	BZ3-H5	30	45.14	2023	生产井，见水后期进行强排水 $150\times10^4m^3/d$	
	合计	240	361.15			

3.1.3.2 指标预测及井位部署

博孜 3 区块采用一套开发井网衰竭式开发，设计动用天然气地质储量 $230.18\times10^8m^3$，凝析油地质储量 346.37×10^4t。年产气规模 $7.92\times10^8m^3$，年产油规模 11.92×10^4t，采气速度 3.44%。采用沿轴线高部位布井，井型为直井+大斜度井混合井网，衰竭式开发。设计总井数 8 口，其中生产井 7 口（老井 4 口，新井 3 口，新井均为大斜度井），博孜 302 井早期生产，后期转为观察井。设计单井初期产能（30～50）$\times10^4m^3/d$，平均 $34.3\times10^4m^3/d$。方案设计所有生产井见水后带水生产，构造西部 1 口生产井见水后开始排水，单井排水量 150t/d。预测稳产 7 年，开发 30 年累产气 $125.07\times10^8m^3$，累产油 164.89×10^4t，累产水 98.33×10^4t，气田开发指标预测见表 3.1-6 所示。

井位部署图见附图 3.1-4。

表 3.1-6　　博孜 3 区块开发方案总体指标预测表

时间	日产气	日产油	日产水	水气比	年产气	年产油	年产水	累产气	累产油	累产水	气采出程度	油采出程度	地层压力
（年）	（$10^4m^3/d$）	(t/d)	（t/d）	（$t/10^4m^3$）	（10^8m^3）	(10^4t)	(10^4t)	（10^8m^3）	(10^4t)	(10^4t)	(%)	(%)	（MPa）
2020								20.62	32.05	0.00	8.96	9.25	90.38
2021	150.00	225.72	18.67	0.12	6.98	11.33	0.46	27.60	43.38	0.46	11.99	12.52	85.12
2022	188.00	282.90	41.55	0.22	6.20	9.34	1.37	33.80	52.72	1.83	14.68	15.22	82.24
2023	240.00	361.15	0.00	0.00	7.92	11.92	0.00	41.72	64.63	1.83	18.13	18.66	77.58
2024	240.00	361.15	0.00	0.00	7.92	11.92	0.00	49.64	76.55	1.83	21.57	22.10	72.89
2025	240.00	361.15	0.00	0.00	7.92	11.92	0.00	57.56	88.47	1.83	25.01	25.54	68.50
2026	240.00	361.15	0.00	0.00	7.92	11.92	0.00	65.48	100.39	1.83	28.45	28.98	64.09
2027	240.00	361.15	0.00	0.00	7.92	11.92	0.00	73.40	112.31	1.83	31.89	32.42	59.75
2028	240.00	361.15	6.43	0.03	7.92	11.92	0.21	81.32	124.22	2.05	35.33	35.86	55.45
2029	240.00	321.27	12.95	0.05	7.92	10.60	0.43	89.24	134.83	2.47	38.77	38.93	51.10
2030	195.74	230.84	27.72	0.14	6.46	7.62	0.91	95.70	142.44	3.39	41.58	41.12	47.76
2031	175.99	182.10	50.52	0.29	5.81	6.01	1.67	101.51	148.45	5.05	44.10	42.86	44.76
2032	167.16	151.71	95.15	0.57	5.52	5.01	3.14	107.02	153.46	8.19	46.50	44.30	41.90
2033	145.59	115.00	179.61	1.23	4.80	3.80	5.93	111.83	157.25	14.12	48.58	45.40	39.47
2034	134.64	92.59	220.15	1.64	4.44	3.06	7.27	116.27	160.31	21.39	50.51	46.28	37.30
2035	113.11	67.93	202.00	1.79	3.73	2.24	6.67	120.01	162.55	28.05	52.14	46.93	35.43
2036	75.58	39.21	249.43	3.30	2.49	1.29	8.23	122.50	163.85	36.28	53.22	47.30	34.16
2037	40.12	18.19	340.45	8.49	1.32	0.60	11.23	123.82	164.45	47.52	53.79	47.48	33.49
2038	20.78	8.19	323.74	15.58	0.69	0.27	10.68	124.51	164.72	58.20	54.09	47.55	33.15
2039	11.07	3.81	473.77	42.81	0.37	0.13	15.63	124.87	164.84	73.84	54.25	47.59	32.99
2040	4.21	1.22	422.28	100.21	0.14	0.04	13.94	125.01	164.88	87.77	54.31	47.60	32.94
2041	1.66	0.41	320.05	193.08	0.05	0.01	10.56	125.07	164.89	98.33	54.33	47.61	32.91



图 3.1-4　　博孜 3 区块井位部署平面示意图

3. 1. 3. 3 总体技术方案

目前博孜 3 区块基本形成了“双站三线”的集输系统格局。本次开发方案，新增 3 口生产井，其中，BZ3-K2 井已在《博孜 3-K1、博孜 3-K2 井集输工程》中考虑，故本次工程新建 2 座单井，接入已建集输系统，同时对 2 座集气站做局部改扩建。见图 3.1-5。

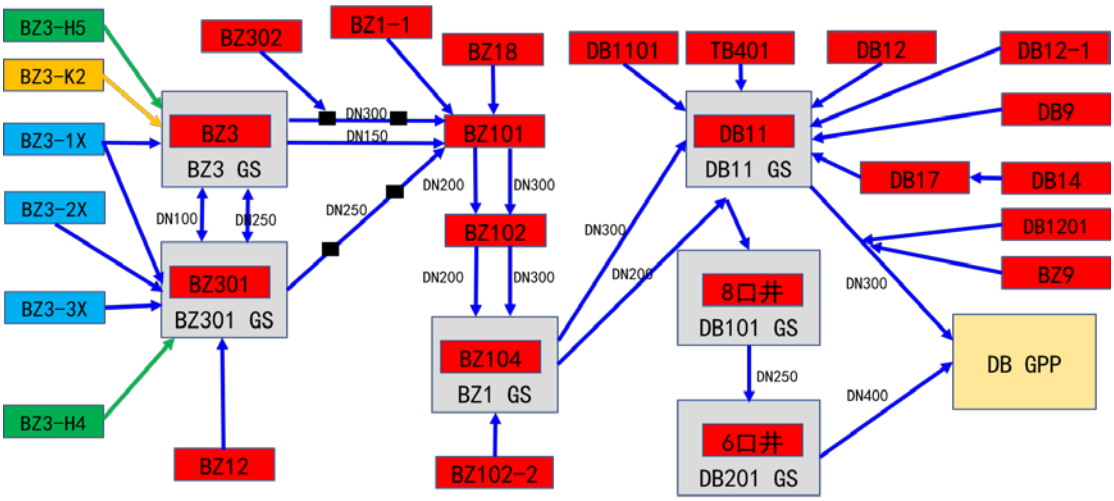


图 3.1-6　新建单井接入方案示意图

1）单井接入方案

博孜 3 区块 2 个外输枢纽（博孜 3 集气站、博孜 301 集气站）可依托性良好，满足周边新建单井的接入需求，故本次开发方案，新建单井考虑就近接入。

BZ3-H4 井距离博孜 301 集气站约 2km，就近接入博孜 301 集气站。

BZ3-H5 井距离博孜 3 集气站约 2km；就近接入博孜 3 集气站。

单井接入方案见图 3.1-6。

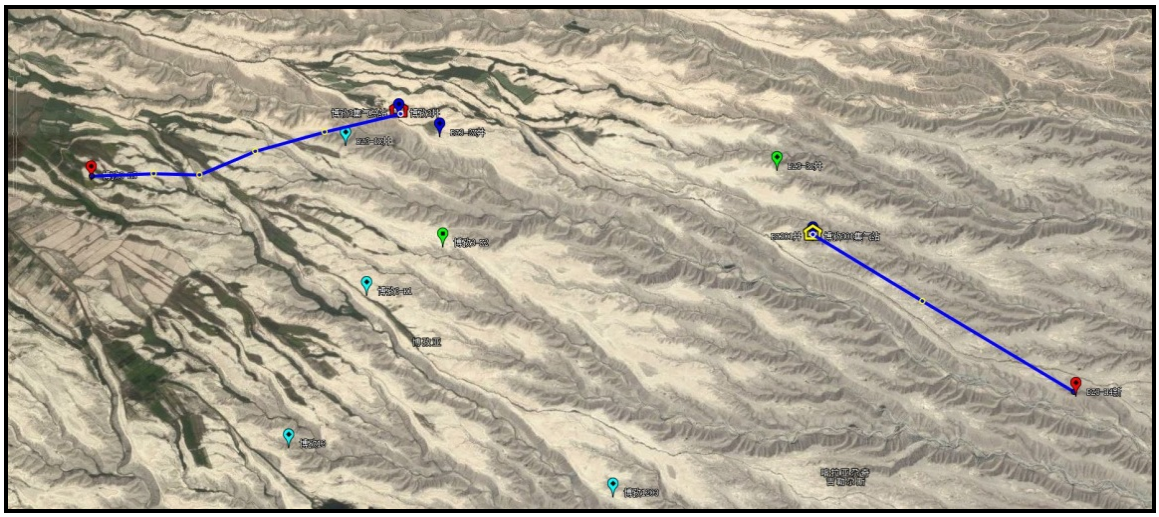


图 3. 1-7　新建单井接入方案示意图

2）集气站改扩建方案

（1）集气站功能调整

本次开发方案，统筹考虑区块内井站功能单元的设置，拟对博孜 3 集气站（已完成设计，尚未实施，详见《博孜 3-K1、博孜 3-K2 井集输工程》）的功能单元进行调整，保留博孜 3 集气站集气外输、清管发送功能，取消其集中轮换计量功能，同时对博孜 3 与博孜 301 之间的 2 条已建管线（DN100+DN250）进行充分利用，具体为：

（1）通过局部管线接入点的改造，将 DN100 已建管线作为站间计量汇管，接入博孜 3 集气站的单井，通过 DN100 站间计量汇管接入博孜 301 集气站进行轮换计量；

（2）通过局部管线接入点的改造，将 DN250 已建管线作为站间生产汇管，接入博孜 3 集气站的单井，既可通过原流程通过 DN300 集输复干线外输，又可通过 DN250 管线接至博孜 301 集气站后通过 DN250 集输干线外输。

见图 3.1-8 集气站功能调整示意图。

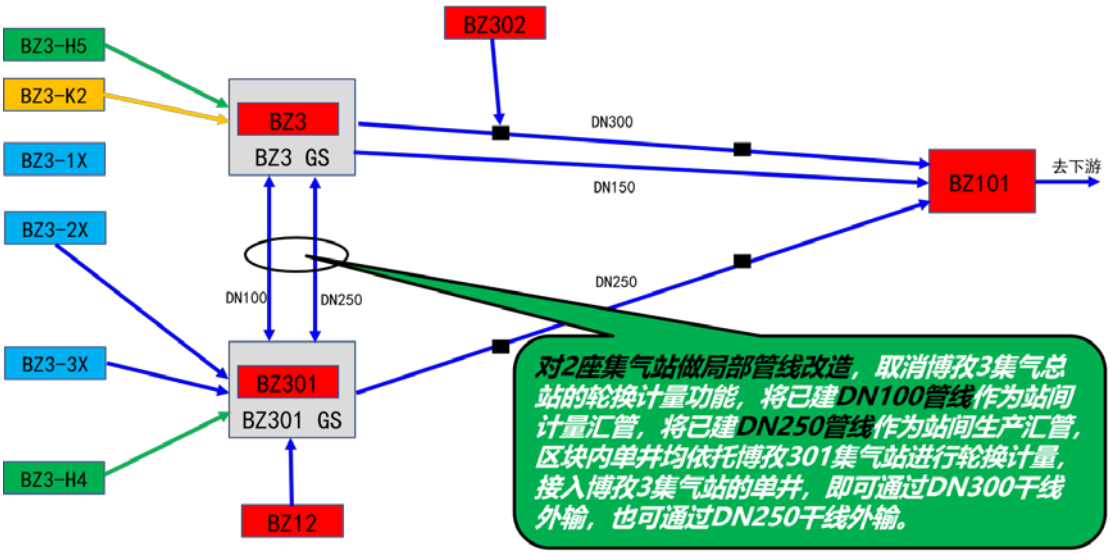


图 3.1-8　集气站功能调整示意图

集气站功能单元调整之后，博孜 3 区块井站集输系统流程见图 3.1-9。

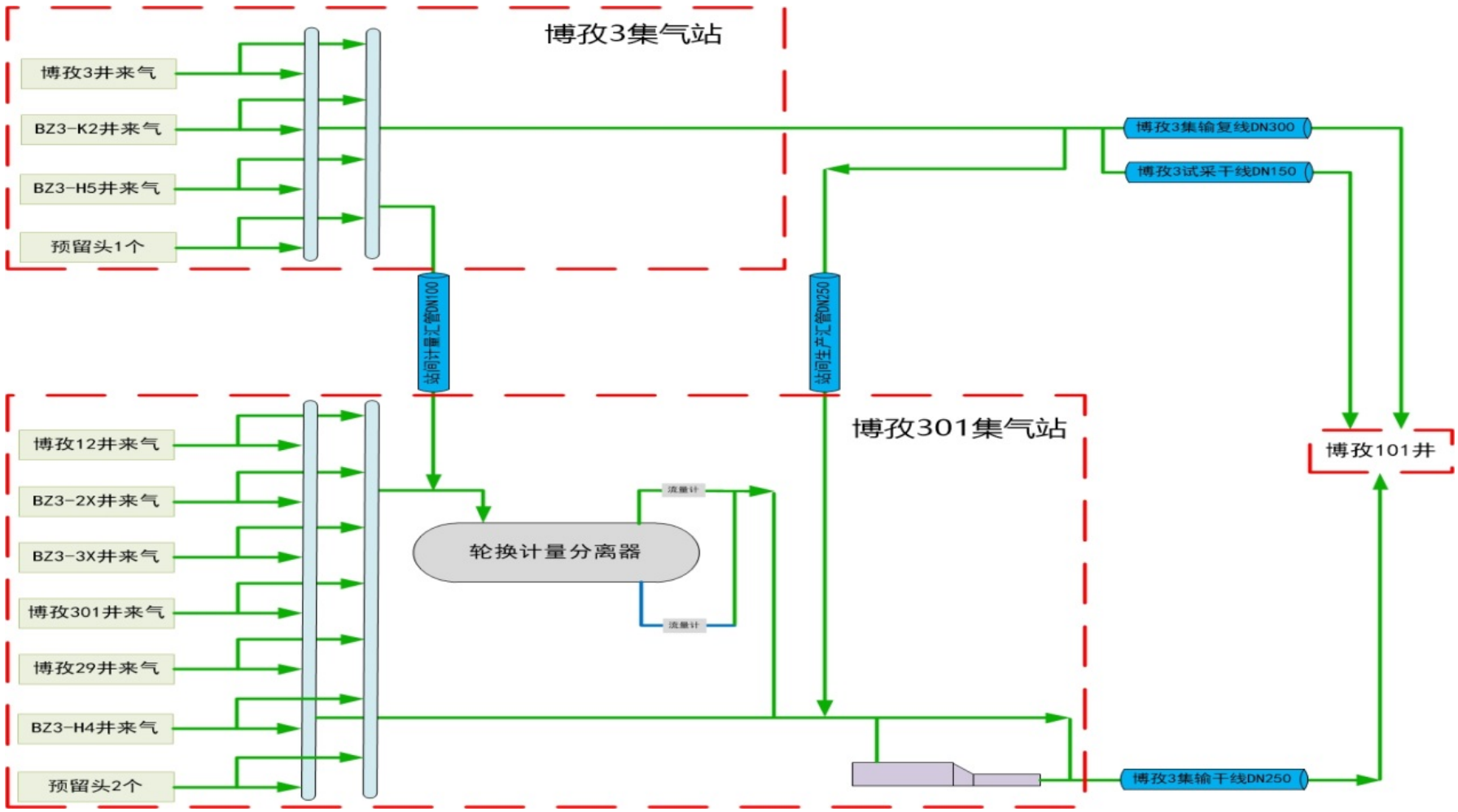


图 3.1-9　博孜 3 区块井站集输系统流程图

2）集气站扩建阀组

根据现场实际情况及相关工程开展情况，结合区块周边井位部署，未来需接入博孜 3 集气站和博孜 301 集气站的单井较多，原设计进站阀组预留接口位置有限，本工程中考虑在博孜 3 集气站扩建 2 套进站阀组，在博孜 301 集气站扩建 4 套进站阀组。

3）集输工艺方案

博孜 3 区块已建集输系统采用气液混输工艺，加之博孜 3 区块地形西高东低，油气介质流向为自西向东，利于管道气液混输，因此，本工程中新建单井及管道均采用气液混输工艺。

3.1.4 气田集输设施现状

目前，通过整体规划，逐步建设，博孜 3 区块初步形成了“双站三线”的集输系统格局，即：2 个外输枢纽（博孜 3 集气站、博孜 301 集气站），3 条外输干线（博孜 3 试采干线（DN150）、博孜 3 集输干线（DN250）、博孜 3 集输复干线（DN300））。“双站三线”的集输系统格局，为博孜 3 区块迈入正式开发阶段，打下了坚实的基础。

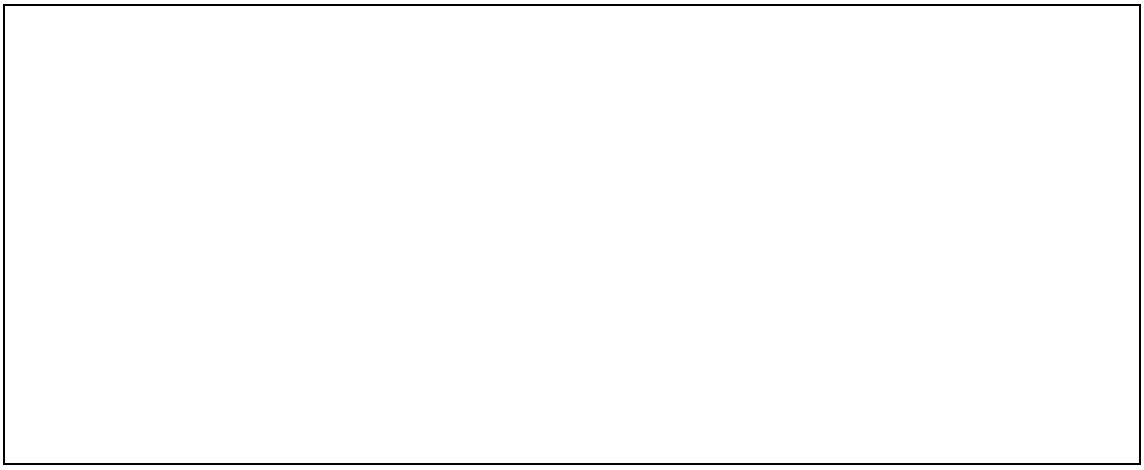


图 3.1-10　博孜-大北集输系统现状图

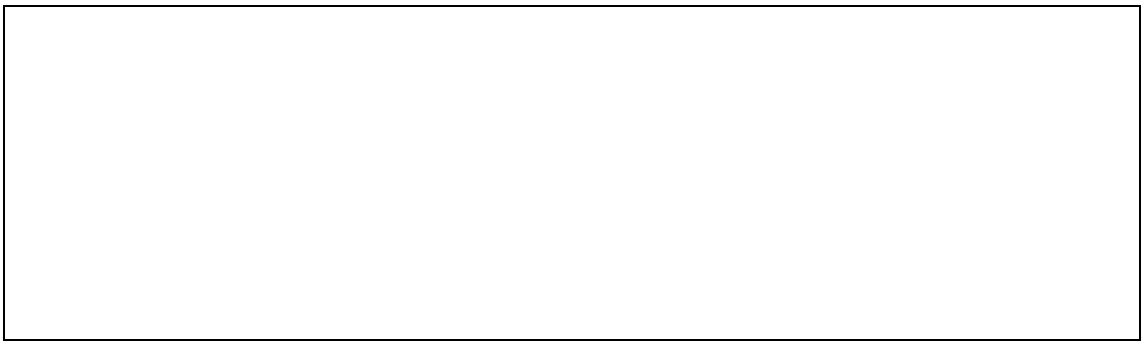


图 3.1-11　博孜-大北区块集输系统框图

3.2 工程内容

3.2.1 钻井工程

3.2.1.1 钻井工程量

本项目新钻井 2 口（BZ3-H4、BZ3-H5），井型为水平井，平均井深为 6735m，钻井周期为 226d。工程总进尺 13470m。钻井井号及坐标见表 3.2-1。

表 3.2-1　　博孜区块钻井井号及坐标

区块	年度	井数(口)	井号	井型	坐标	
					N	E
博孜 3 区块	2023	2	BZ3-H4	水平井		
			BZ3-H5	水平井		

3.2.1.2 布井及产能

根据开发方案，按照“稀井高产、高部位集中布井、少投入高产出、高采收率”的开发原则，博孜区块平均井距为 0.8～1.4km 之间。方案井位部署图见附图 3.2-1。

图 3.2-1 新布水平井情况

设计产能情况见表 3.2-2。

表 3.2-2　　设计井产能情况

年份	新井	设计日产气（$10^4m^3/d$）	设计日产油（t/d）
2023	BZ3-H4	30	45.14
2023	BZ3-H5	30	45.14

3.2.1.3 井身结构

采用塔标Ⅱ五开井身结构。一开 508mm 套管下至 200m 封固上部疏松地层；二开 365.13mm 套管下至康村组顶部，封固库车组及以上低压易漏层；三开 293.45mm+273.05 套管下至库姆格列木群盐底，封固盐层；四开悬挂 206.38mm

套管，回接 177.8mm 套管至井口；五开悬挂 131mm 完井，如图 3.2-2。

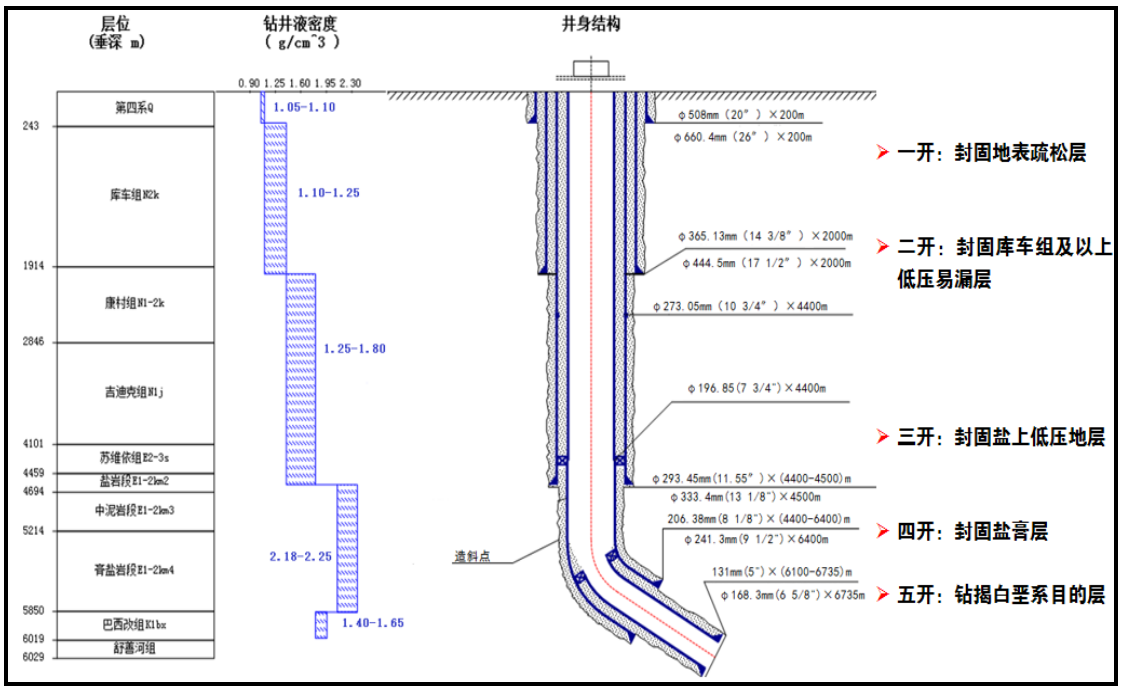


图 3.2-2　水平井井身结构设计图

3.2.1.4 钻井设备

水平井按三开 10 3/4″+ 11.55″套管计算，下深 4500m，钻井液 1.50g/cm3 ，浮重 370t（含顶驱 30t），综合考虑事故复杂的处理能力，推荐 ZJ80 及以上钻机，配套顶驱设备，盐层及目的层配备旋转控制头，为了便于提速，建议优选配套 2200HP 高压泵系统。

3.2.1.5 钻井液

一开：采用膨润土聚合物体系，高粘切、强包被性，保证井壁稳定；

二开：采聚合物体系，强包被、抑制，砾岩段加强钻井液的封堵性；

三开：采用 KCl-聚磺体系，注意加强封堵和润滑性，优化泥饼质量，保持较高的抑制性；

四开：采用油基钻井液体系，使用扩眼工具，防膏盐层蠕变缩径卡钻，加强监测，防溢防漏；

五开：采用油基钻井液体系，加强携带性能，提高泥饼质量降低摩阻，加强防漏。

表 3.2-3　　钻井液体系及密度指标情况

开钻次序	井段 m	密度 g/cm³	钻井液体系
一开	0-200	1.05~1.10	膨润土-聚合物钻井液体系

二开	200-2000	1.10~1.25	聚合物钻井液体系
三开	2000～4500	1.25~1.80	KCL-聚磺钻井液体系
四开	4500～6400	2.18~2.25	油基钻井液体系
五开	6400～6735	1.40~1.65	油基钻井液体系

3.2.1.6 固井

一开采用常规密度水泥浆插入式固井，二开采用常规密度双凝水泥浆单级固井，三开采用分级固井，四开采用尾管+回接固井，五开采用尾管固井。

3.2.1.7 井控

按全井气体计算最大关井压力为 80MPa 左右，本区块属于高产气井，使用 105MPa 级别及以上井控装备，目的层采用双四通、四闸板。

根据腐蚀环境，考虑到套管头不长期直接接触流体，推荐 EE 级套管头。

3.2.2 采油气工程

3.2.2.1 采气工艺

根据稳产期日产气配产 25～50×10^4m^3，预测稳产期内井口温度 32.25～56.83℃，井口压力 19.74～91.96MPa；且井筒内不存在形成水合物的风险，暂不考虑水合物防治措施。

生产后期存在井筒蜡堵风险，推荐采用深下井下安全阀+连续管缆电加热法清防蜡工艺。预测所有生产井生命周期内均能自喷至井口，因此不需要采用排液采气工艺措施。

3.2.2.2 完井方式

新钻井采用套管射孔完井，油管采用 4 1/2″+3 1/2″+2 7/8″组合。采用塔标 II 五开井身结构，206.38mm 套管封固盐层，196.85mm 套管完井后回接到井口，131mm 尾管，尾管材质与完井管柱材质相同。射孔方式采用管柱传输射孔，射孔参数采用 89 枪，超高温弹，孔密 16 孔/m，60°相位角。完井工艺采用先管柱传输射孔、后改造-完井二次完井工艺。井下工具配套深井安全阀、永久式封隔器和可溶筛管。采气井口采用压力等级 140MPa、材料等级 FF-1.5、耐温等级 LU（-46～121℃）。

3.2.2.3 井口装置

（1）按照 GB/T 22513-2013《石油天然气工业钻井和采油设备井口装置和采油树》标准和 API 6A 标准，并参考 FMC 井口材质选择标准表；

（2）工作压力可以满足储层改造要求；

（3）抗 CO_2、Cl-腐蚀；

（4）耐温必须可承受博孜地区冬、夏季极端温度；

（5）产品按 API 6A 标准制造，整体试压合格。

3.2.2.4 防腐工艺

油管材质采用改进型 13Cr 及以上材质，采气井口材质采用 FF-1.5 级，环空保护液推荐选用甲酸盐体系。

3.2.3 油气集输工程

3.2.3.1 集输工艺方案

（1）计量工艺

BZ3-H4 接入博孜 301 集气站的单井，直接通过轮换阀组和轮换计量分离器实现轮换计量；

BZ3-H5 接入博孜 3 集气站的单井，通过轮换阀组和站间计量汇管，依托博孜 301 集气站进行轮换计量。

（2）节流工艺

BZ3-H4、BZ3-H5 单井的产液量、气液比与已建单井相当，故考虑采用“两级节流”工艺。

（3）防冻堵防凝工艺

其余 2 口新增单井（BZ3-H4、BZ3-H5），在井口节流过程中无需额外采取防冻堵防凝措施。井流物通过新建的采气管线气液混输至集气站，对新建采气管线做热力核算，核算结果见表明，新建 2 条单井采气管线混输过程中不会形成天然气水合物，不会发生凝管和析蜡。

本项目集输工艺流程图见图 3.2-2。

3.2.3.2 集输站场

本项目新建井场 2 座、改造集气站 2 座。

（1）单井井场

本工程新建井场 2 座（BZ3-H4 井、BZ3-H5 井），均采用气液混输工艺。

2023 年，BZ3-H4 井、BZ3-H5 井投产，工艺流程为：井流物经井口节流至 17 MPa～18MPa（节流后温度 27℃～28℃，此压力下天然气水合化合物的温度

约 21℃）后接入井口阀组，经新建单井采气管线气液混输至集气站。

站场统计见表 3.2-4。井场平面布局见图 3.2-3。

表 3.2-4　　站场统计表

序号	站场类型	单位	数量	主要建设内容
1	单井 I 型	座	2	节流
2	博孜 301 集气站	座	1	扩建单井进站阀组 4 套
3	博孜 3 集气站	座	1	扩建单井进站阀组 2 套

（2）集气站改扩建

2023 年，BZ3-H4、BZ3-H5 井投产，此时，博孜 301 集气站和博孜 3 集气站均已建成。BZ3-H4 井接入博孜 301 集气站，BZ3-H5 井接入博孜 3 集气站。

本工程在博孜 301 集气站扩建单井进站阀组 4 套，在博孜 3 集气站扩建单井进站阀组 2 套。

集气站平面布置图见图 3.2-4。

3.2.4 线路工程

3.2.4.1 采气管线工程

本工程新建管道的基本信息见表 3.2-5。

表 3.2-5　　新建管道基本信息表

管道名称	地区等级	规格	起点	终点	长度（km）	备注
BZ3-H4 井采气管线	一级二类地区	D88.9×4	BZ3-H4 井	博孜 301 集气站	2	新建
BZ3-H5 井采气管线		D88.9×4	BZ3-H5 井	博孜 3 集气站	2	新建

BZ3-H4 井采气管线、BZ3-H5 井采气管线走向见图 3.2-5、3.2-6。

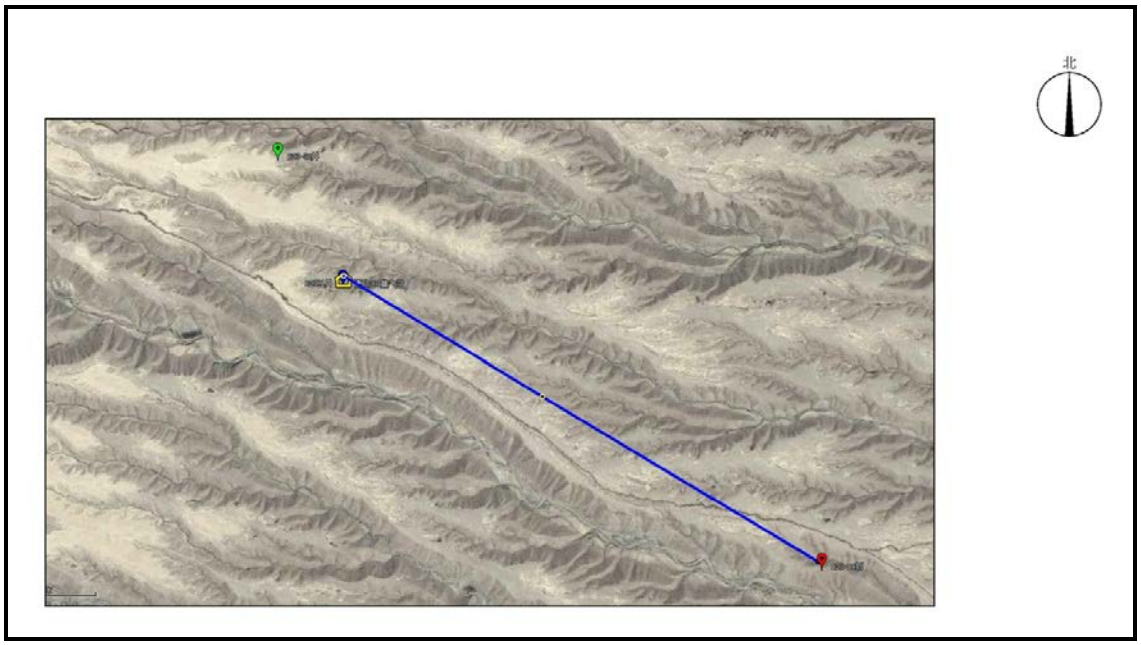


图 3.2-5　　**BZ3-H4 井采气管线路由走向图**

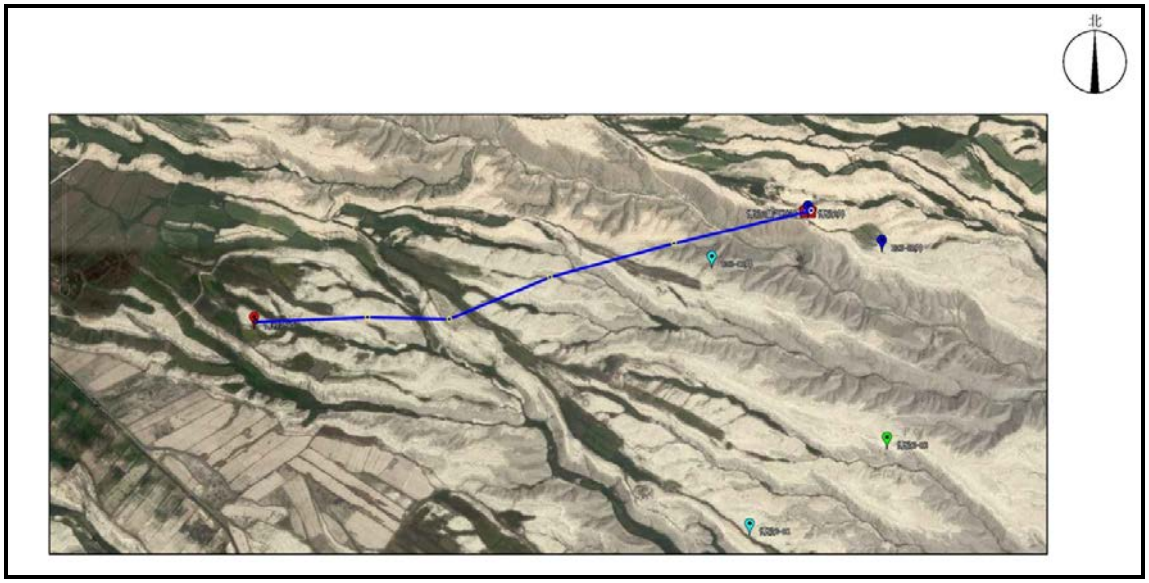


图 3.2-5　　**BZ3-H5 井采气管线路由走向图**

3. 2. 4. 2 线路附属构筑物

根据《管道干线标记设置技术规定》（SY/T 6064-2011）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）越大中型河流、铁路、Ⅲ级以上公路、水渠时，应在两侧设置穿跨越桩，穿跨越桩应标明管线名称、铁路、公路或河流的名称，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长距离变化时， 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（如：固定墩）时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

本项目管道全部的沟埋敷设段距管顶 500mm 处埋设警示带。

除了规范规定之外，还要遵从如下原则：

①在方向改变大于 5 度的转角位置处，必须设置 3 个转角标志桩，以明确指示转角位置和管道的来向及去向。

②在通过各类保护区的区段，为了防止保护区内其它工程施工可能给管道造成意外破坏，间隔 100 m 设置警示牌。

③管道通过学校等人群聚集场所设警示牌，管道靠近人口集中居住区、工业建设地段等需加强管道安全保护的地方设警示牌（设置地点应优先考虑道路穿越处附近）。

3.2.5 配套及辅助工程

配套工程包括相关的水、电、路、信、仪、路等辅助系统及公用工程。

3.2.5.1 防腐方案

本工程所有线路管道均采用外防腐保温层保护，不实施阴极保护。

采气管线需保温，推荐采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层＋硬质聚氨酯泡沫塑料保温层＋聚乙烯外护层的保温结构。

站内埋地管道、设备采用性能优良的防腐层保护方案，不作阴极保护。

站内地面管道、设备外壁等根据其运行温度、是否保温等采用适宜的防腐涂料防腐。

站内地面保温推荐采用憎水型复合硅酸盐保温材料。

3.2.5.2 自控

单井站、集气站自控水平与该区块已建井场保持一致，采用 RTU（Remote Terminal Unit）系统完成站场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU 数据新建的大北第二处理厂进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行处理厂 SCADA 系统调度控制中心下达的远程控制指令。

3.2.5.3 供配电

新建井场（BZ3-H4、BZ-H5 井场）由博孜 3 集气站至博孜 301 井场 10kV 线路上就近 T 接一回 10kV 电源，线路长度分别为 1.8km、2.5km，BZ3-H4、BZ-H5 井场电力线路线路规格均为 LGJ-70/10，站内均设置 10/0.4kV 50kVA 杆上变电站 1 座为站内低压负荷供电。

博孜 3、301 集气站改造新增负荷利用站内已建低压配电柜的备用回路供电。

3.2.5.4 通信

（1）工业以太网传输系统

本工程新建工艺站场通过工业以太网交换机就近接入博孜 3 区块工业以太网传输环网，站场 RTU 数据传输业务汇接在大北天然气处理站汇聚交换机并接入自控专业 DCS 系统主机。根据数据传输流向，本工程新建工艺站场的 RTU 数据纳入数据传输系统并上传至大北天然气处理站，保证数据安全及实时。大北天然气处理站尚有容量满足本工程新建工艺站场的 RTU 数据传输及接入需求。通信系统传输协议采用 TCP/IP 协议。

（2）光缆线路

气田集输光缆线路考虑采用与新建 10kV 电力线路同杆架空敷设，局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。光缆采用 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆），芯数为 12 芯。其中：

BZ3-H4 井场支线架空光缆线路起于博孜 301 集气站，止于 BZ3-H4 井场，长度约为 2.16km；

BZ3-H5 井场支线架空光缆线路起于博孜 3 集气站，止于 BZ3-H5 井场，长度约为 3km。

光缆采用 G.652 标准纤芯。

（3）工业电视监视系统

各工艺站场视频和云台控制信号通过以太网传输系统的 1000M 以太网通道分别远传并接入大北天然气处理站已建工业电视系统综合平台。根据大北天然气处理站现有工业电视系统综合平台的配置情况和本工程的实际需求，本次对系统平台进行适当扩容（增加存储）后，能够满足本工程的接入需求。

3.2.5.5 给排水及消防

（1）供水

本项目新建 2 座井场，均无人值守，站内给、排水为间歇性的设备外壁擦洗水。站内用水量小，属间隙性用水，在检修、作业时由水罐车从大北天然气处理厂的水源站采用罐车拉运供给。前期值守人员的生活饮用水采用桶装纯净水。

（2）排水

各站均无生活污水排出，设备检修污水量很小，含少量的污油，不能散排，集中统一排入污水罐车后运至大北天然气处理厂污水处理系统统一处理。

（3）消防

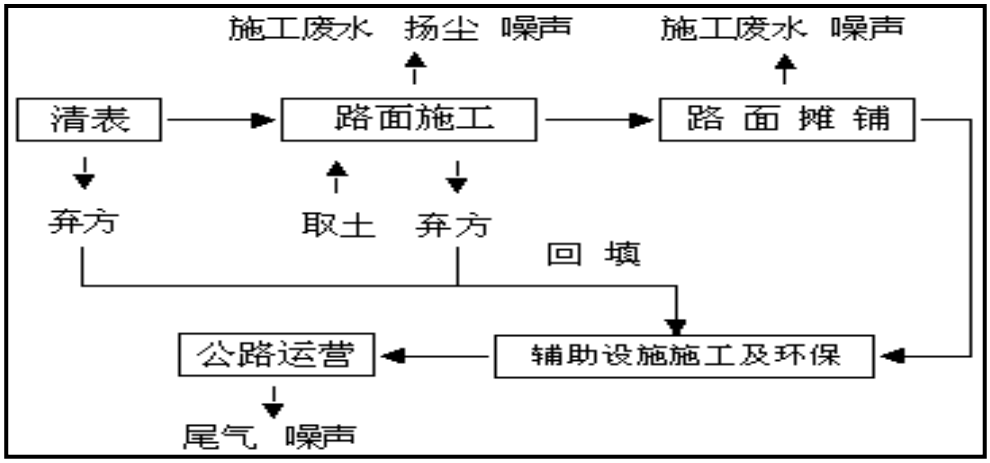
单井井场装置根据是实际情况，设置室外消防器材间，配置一定数量、不同类型、不同规格的移动式灭火器材，以便及时扑救初期零星火灾。

3.2.5.6 道路工程

本工程新建 2 条进场道路，合计 3.4km，按四级道路单车道建设，现场已有土路地段充分利用维修，没有土路地段则需新建。道路设计速度 20km/h，极限最小半径 15m，最大纵坡 10%。，

道路建设工程总长度大约为 3.4km。从道路途径区域两侧各 500m 评价范围的现状调查结果来看，沿线土地利用类型主要是低覆盖度草地，植被类型主要为荒漠灌木；沿线土壤侵蚀以中度侵蚀为主。在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目公路永久占地 1.53hm^2，临时占地 2.72hm^2，从植被受破坏的面积看共计 4.25hm^2，初略统计，道路工程造成的生物损失量大约有 6.4t，但是从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

道路工程的主要影响是施工期工程占地、植被破坏、水土流失等生态影响，以及扬尘、噪声。



3.2-5 道路工程工艺流程示意图

3.2.5.7 辅料统计

设计文件中未给出原辅料种类、用量，本次环评估算钻井、道路建设原辅料种类、数量如下表 3.2-6。

表 3.2-6 原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	估算数量
钻井工程（单井）	柴油	t	300
	水	m^3	3000
	水泥+硅粉	t	550
	防塌润滑剂	t	80

3.3 依托工程和依托可行性

3.3.1 大北天然气处理厂

（1）规模

大北天然气处理厂的设计规模为 $1500\times10^4m^3/d$，天然气处理厂对来自大北区块的原料天然气和凝析油进行处理，处理后的产品天然气输送到克拉 2 清管站，稳定后的凝析油通过装车设施装车外运。

天然气处理厂主要工艺装置有：集气装置、脱水脱烃装置、天然气脱固体杂质装置、凝析油稳定装置、乙二醇再生及注醇装置、输气首站。

（2）工艺流程

从天然气处理厂集气装置气液分离器出来的天然气经空冷器后，分 3 路进入脱水脱烃装置，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置，分离后进入输气首站，计量后输至克拉 2 清管站。

从天然气处理厂集气装置气液分离器出来的凝液，从脱水脱烃装置分水器分

离出来的凝液和乙二醇再生及注醇装置三相分离器出来的未稳定凝析油，进入凝析油稳定装置，稳定后的凝析油输送至罐区储存装车外运。

从低温分离器底部出来的醇烃混合液经固体杂质低温分离器分离后换热进入三相分离器进行分离。分离出的闪蒸气作为燃料气，分离出未稳定凝析油进入凝析油稳定装置处理，分离出的乙二醇富液则进入乙二醇再生及注醇装置处理。

大北天然气处理厂设计处理量为天然气：$1500\times10^4m^3/d$，凝析油：700t/d。目前天然气实际处理量 $365\times10^4m^3/d$，凝析油实际处理量为 82.4t/d。本次大北和博孜新增产能 $1470\times10^4m^3/d$，大北天然气处理厂处理规模不能够满足项目需求，超出处理系统规模 $335\times10^4\ m^3/d$，需新建大北第 2 天然气处理厂，规模为 $500\times10^4\ m^3/d$。本项目新增天然气为 $60\times10^4m^3/d$，新增凝析油为 90.28t/d。

大北天然气处理厂含油污水处理站设计处理能力 $1000m^3/d$，目前实际处理水量为 $300m^3/d$。本项目新增污水量约 $46.2m^3/d$。大北天然气处理厂污水处理能力能够满足新增产能需求。设计采用“沉降-除油-过滤”的污水处理工艺，控制污水中悬浮物、油类含量，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注。

③环保手续履行情况

大北处理厂所属大北区块地面建设工程于 2012 年 5 月由新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》，并于 2014 年 8 月由环保部以环审【2014】199 号文批复，详见附件。大北天然气处理厂环保竣工验收现场监测已完成，目前已完成验收新环函【2016】2030 号，详见附件。

3.3.2 大北第 2 天然气处理厂

博孜 1 集气站、博孜 2 集气站、博孜 3 集气站和大北清管站的天然气进入大北初步开发方案新建的集输管网输送至大北第 2 天然气处理厂。本项目建设不包括大北第 2 天然气处理厂工程建设。

大北第 2 天然气处理厂天然气处理采用 JT 阀节流制冷低温分离脱水脱烃工艺，全厂共设 1 套脱水脱烃装置，单套处理量为 $500\times10^4m^3/d$（101.325kPa(a)，20℃）。天然气净化采用化学反应吸附工艺，全厂共设置 1 套天然气脱固体杂质装置，单套处理量与单套脱水脱烃装置处理量匹配。

凝析油稳定采用降压闪蒸+精馏工艺，全厂共设 1 套凝析油稳定装置，单套设计处理规模为 5.435×10^4t/a，稳定凝析油产量为 4.95×10^4t/a。

3.3.3 博孜 301 集气站

该工程属于博孜区块试采工程地面工程，于 2016 年 11 月取得批复，批复文号新环函【2016】1703 号，见附件。

3.3.4 博孜 3 集气站

该工程属于博孜区块试采工程地面工程，于 2016 年 11 月取得批复，批复文号新环函【2016】1703 号，见附件。

3.3.5 环保依托工程

3.3.5.1 大北地区固废填埋场

本项目生活垃圾清运至大北地区固废填埋场，距离大北处理厂约 7km。大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，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 280000 m³，整个**池体大**致为 400×400m，内部分为 10 个单元，工业固体含油污染物、生活污染物分别设置各自的填埋单元，尺寸规格为 30×24×2.5（4.0）m。其中 2 个生活垃圾池，设计规模 5000 m³；污油污泥池 8 个，设计规模 20000 m³。

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。

大北地区固废填埋场环评由阿克苏地区环保局以阿地环函字[2012]362 号文予以批复，以[2013]4 号文予以验收。

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 11.3t 生活垃圾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生活垃圾处理量为 10000 m³，目前仅占用了一半容

积，尚有余量 5000 m³，满足处理要求。

3.3.5.2 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）。

（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：

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。

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 3.2.10。

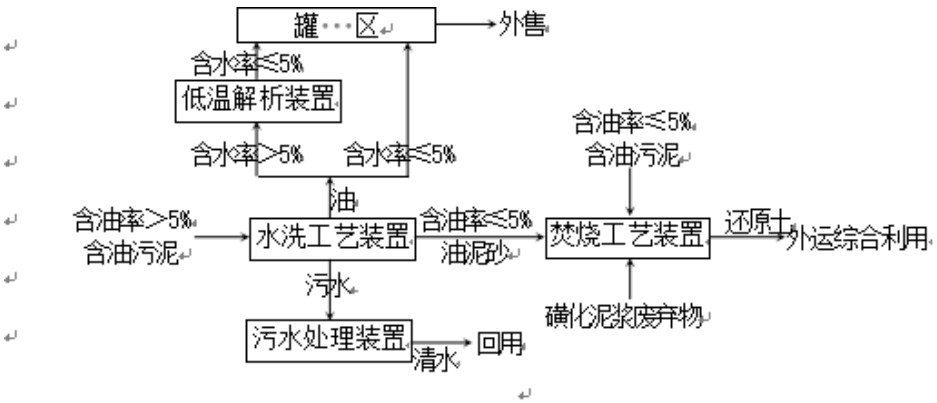


图 3.2.10 工艺流程图

（3）依托可行性分析

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）目前 HW08 类危险废弃物目前设计处理规模为 46 万 t/a，实际处理量为 27.6 万 t/a，富余处理量为 18.4 万 t/a；本项目运营期产生的油泥砂、清管废渣量分别为 0.4t/a、0.09t/a，合计为 0.49t/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 3.2-29。

表 3.3-1　依托库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）依托可行性分析

HW08 类危险废弃物	设计处理能力（万 t/a）	实际处理量（万 t/a）	富余量（万 t/a）	本项目（t/a）	可行性
油泥砂、清管废渣	46	27.6	18.4	0.49	可行

3.3.5.3 油基废钻完井液资源综合回收利用站

本项目油基废钻完井液运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理，距离大北区块约 70km，在 KS207 井附近。

塔里木油田公司安排巴州新瑞石油科技有限公司投资建设“油基废钻完井液及固体物资源（油基泥浆）综合回收利用项目”。项目建设一套 LRET 工艺处理系统及配套设施，年处理油基废钻完井液及固体物 20000m³，最大可回收钻井油基泥浆 5300 m³。2014 年 5 月，自治区环境保护厅以新环函[2014]648 号文予以批复。2015 年 3 月 自治区环境保护厅以新环函[2015]239 号通过竣工环境保护验收。2015 年 6 月，自治区环保厅向巴州新瑞石油科技有限公司颁布了《危险废物经营许可证》（编号：6528010037）。

油基废钻完井液资源综合回收利用站采用具专利技术 LRET 的处理工艺和装备技术。设计生产能力：20000 m³/a（50000t），最大可回收钻井油基泥浆 5300m³。站场占地面积 5664m²，厂区西北角建有生活办公营房系统，包括办公室、食堂、职工宿舍等，东北侧建有占地 360m² 的油基废钻完井液储存池，紧邻安装除渣设备、油基泥浆资源回收成套设备、LRET 系统成套设备。

LRET 工艺成套装置效果图如下：

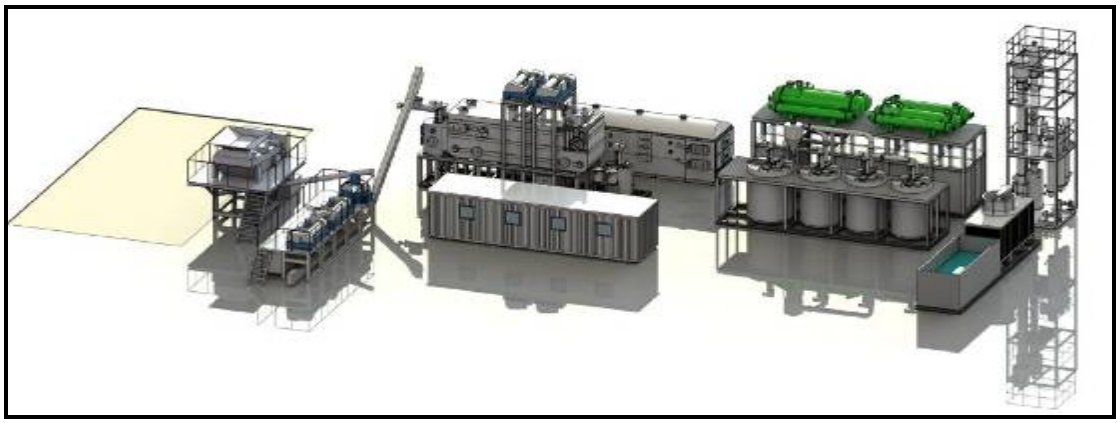


图 3.3-3　LRET 工艺成套装置效果图

LRET 生产工艺流程介绍

① 运输车将油基废钻完井液（废油基泥浆、含油钻屑、固井混浆、堵漏返排混浆、完井清罐罐底油泥等含油类资源的泥砂）从各油田现场等产生点运送至厂区原料储存池；

② 抓斗机将废油基泥浆及固体物抓入除渣系统，将大颗粒岩屑去除；

③ 除渣后的油基泥浆进入离心分离机进行分离，将中小颗粒分离出来；

④ 分离大、小颗粒后的油泥再通过系统的提升泵提升至卧螺分离机，分离出细颗粒并得到成品油基泥浆，输入油基泥浆储存罐，加药调配为可以回用的合格品后用车送到各钻井现场返回使用；

⑤以上设备分离出来的大、中、小、细颗粒均经刮板机送入 LRET 深度脱附设备，然后加入药剂加热脱附，分离出的液体主要含有药剂和油基泥浆，将其送入脱溶器，经加热冷凝分离药剂，分离出来的部分药剂液体返回 LRET 药剂脱附设备循环使用，剩余的油基泥浆液体输送到油泥浆储存罐，加药调配合格后外送井队使用；分离出的固体部分送至固相脱溶装置，通过蒸汽加热，将残余的药剂蒸出进入冷凝器，冷凝回收药剂，回收的药剂送入 LRET 药剂脱附设备循环使用。

油基泥浆回收处理后排放的固体废物可以达到参考标准黑龙江省《含油污泥处理综合利用污染控制标准》（DB23/T1413—2010）中铺设井场和通井路的要求，项目在前期试验的基础上进一步改进，处理后固体废物石油类达到《新疆维吾尔自治区危险废物处置利用行业环保准入条件·废矿物油》中含油岩屑的含油率应小于 0.5%的要求。处理后固相物用于铺设油田井场或用于克深天然固废填埋场覆土。

目前巴州新瑞石油科技有限公司 2017 年开始实施“油基废钻完井液及废矿物油资源综合回收利用撬装化装置二期项目”，设有 5 个厂址（1.阿克苏地区拜城县克孜尔乡、克深气田 207 井西侧；2.喀什地区叶城县柯克亚气田天然气处理厂西侧；3.阿克苏地区沙雅县热普 101c 井东侧；4.巴州轮台县轮南镇、轮南油田；5.巴州轮台县、塔河油田沙 61 井北侧、塔河油田三角地西北约 2 公里），分布在阿克苏地区、喀什地区和巴州 3 个地州，合计占地约 84000 平方米。本项目建设内容包括新建一套撬装化 LRET 工艺处理装置、一套撬装化高温氧化深度处理装置（HTOT 装置，配套尾气净化系统、余热回收装置和 80 立方米集成式撬装原油储罐）和一套撬装化含油污泥界面剥离深度处理资源回收工艺处理装置（ISOR 装置），配套建设 5 处作业厂址（各厂址建设油基废钻完井液、含油废物暂存周转池及临时半封闭固体废物暂存场等），并按作业计划定期对装置进行搬迁，对各厂址服务区域收集的油基废钻完井液和含油固体废物（均为 HW08 类危险废物）进行无害化处理，回收油基泥浆、原油资源，设计处理能力为 LRET 工艺处理装置 10 万吨/年、HTOT 装置 12 万吨/年、ISOR 装置 12 万吨/年。预计回收油基泥浆 0.96 万吨/年，返回钻井使用；原油 1.35 万吨/年，返回塔里木油田公司。2016 年 6 月以新环函〔2016〕775 号文件对《巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液及废矿物油资源综合回收利用撬装化装置二期项目环境影响报告书》进行了批复。2017 年 9 月，自治区环保厅以新环函〔2017〕1541 号《关于对巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液及废矿物油资源综合回收利用撬装化装置二期项目第二厂址环评变更事项的复函》。

第一场址就是目前处理站位置，新增一套 LRET 工艺处理装置，新建 2000㎥油基废钻完井液暂存周转池 1 座;同时利用油田公司已建成的 5 个共 20000㎥储存池，办公生活设施利用现有；新建 50㎡半封闭固体废物暂存场。处理油基废钻完井液和含油污泥 5 万吨，处理能力和规模不变。

油基废钻完井液资源综合回收利用站处理能力为 2×10^4 m³/a（50000t），可以满足克拉苏区域每年 30 口钻井产生的油基废钻完井液，本项目 2 口井共产生油基泥浆 603.4m³、油基岩屑 202m^3，因此，油基废钻完井液资源综合回收利用站处理能力可以满足需求。

3.3.5.4 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

本项目钻井二开下部和三开为磺化水基泥浆，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

塔里木油田公司在哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南 7 个区块分别设置油田钻试修废弃物环保处理站，实行“点对点”处理方式，各区块均新建一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处置装置（高温氧化工艺）和一套撬装化钻试修废水处置装置（均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺），并配套建设固废暂存池、污水暂存池、简易注水站及回注水输送管线等。集中处置区块内的钻试修废弃物，实现废弃物的无害化、资源化处理。

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 100m^3/d，钻试修废水处理规模 300m^3/d。占地面积约 99725m^2，站址由西向东依次为 15000m^3 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m^3 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。目前已建成试运营。2016 年 11 月，自治区环保厅以新环函[2016]1626 号进行了环评批复，尚未开展竣工环保验收。

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境（850℃以上）使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处置后的固体废物可满足黑龙江省《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB23/T1413-2010)中垫井场及通井路控制指标要求。

该工艺路线中物料走向包括固废暂存池——上料装置——输送装置——给料装置——物料预烘——高温氧化窑，烟气走向包括二次燃烧室——烟气急冷（物料预烘）——旋风除尘——水膜（或袋式）除尘——洗涤塔——烟囱排放。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站目前试运营中，设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m^3/d，钻试修废水处理规模 300m^3/d，建设有 15000m^3聚磺泥浆暂存池，50000m^3 污水暂存池，2000m^3 污油池，可满足克拉苏气田范围内每年 55-75 口钻井聚磺泥浆体系废弃物处理。本项目新钻井预计本项目 15 口新钻井泥浆产生量

6938.1m³，本项目聚磺泥浆可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

3.4 工程分析

3.4.1 现有工程环境影响回顾

博 3 区块现有生产井（博孜 3、博孜 301、BZ3-2X、BZ3-3X、BZ3-K2）目前日均产气 $180\times10^4m^3/d$，日均产油 270.87t/d。

钻井过程中的污染源主要来自钻井设备和钻井施工现场。废气主要来自大功率柴油机燃烧产生的废气及施工扬尘；废水主要为钻井废水和施工营地生活污水；噪声设备主要包括钻井井场内的发电机、柴油机等大型设备；固体废物主要有钻井岩屑、钻井泥浆和施工人员生活垃圾。此外，钻井队员和相关施工车辆活动会对施工范围内的土壤、植被的生态环境造成一定影响。

钻井工程实施中已采取的环境保护措施落实情况进行调查，钻井工程采取的环境保护措施基本达到预期设计要求，效果良好，汇总情况如表 3.4-1 所示。

表 3.4-1　　钻井工程已采取的环保措施

类别	序号	污染源名称	污染物组成	已采取的环保措施	效果
废气	1	柴油机废气	SO_2、NO_X、烟尘	环境空气	钻井期间排放的大气污染物随钻井工程的结束而逐渐消失。
	2	施工扬尘	TSP	环境空气	
废水	1	钻井废水	悬浮物、石油类、COD 等	钻井废水随钻井泥浆全部暂存于井场泥浆池，蒸发后运至大北固废填埋场，	钻井废水随钻井泥浆全部暂存于井场泥浆池，蒸发后运至大北固废填埋场，符合早期环保要求
	2	生活污水	COD、氨氮、悬浮物等	生活污水池中的污水自然蒸发，池底清出的淤泥与井场和生活区的生活垃圾一起清运至就近垃圾填埋场填埋。	池底淤泥与生活垃圾及时清运，未对地下水环境造成影响，符合要求
固废	1	废弃钻井泥浆	-	一开至三开钻井废弃物，全部暂存于井场泥浆池，蒸发后运至大北固废填埋场，四开和五开废的油基泥浆在钻井结束后运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理，回收的油基泥浆用于钻井，处理后产生的固体废物拟加水搅拌形成块状后运至克深天然固废填埋场填埋	符合早期环保要求
	2	钻井岩屑	-		
	3	生活垃圾	-	设置垃圾收集箱，集中收集后送至就近生活垃圾填埋池填埋处理	及时清运至垃圾填埋场，符合要求

噪声	柴油机安装消声器，柴油机、发电机、泥浆泵、钻机安装减振基础，加装减震垫片	符合要求
生态	控制井场占地面积，减少扰动面积。	施工结束后，及时对现场回填平整，清除残留的废弃物，符合要求
环境风险	采取有效预防措施，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。严格遵守钻井的安全规定，	钻井过程中未发生井喷、废水池渗漏等事故，符合要求

2016 年开始塔里木油田分公司要求钻井队在钻井过程中一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在井场进行分离，液相回用于钻井液配备，固相在井场进行填埋，并对井场进行整理、平整、压实。二开下部和三开含磺化的钻井废弃物，在井场进行分离后拉运至克拉苏钻试修环保站进行处理，四开和五开废的油基泥浆在钻井结束后运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理，回收的油基泥浆用于钻井，处理后产生的固体废物拟加水搅拌形成块状后运至克深天然固废填埋场填埋。处置方式符合《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》新环发[2016]360 号文和《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）的要求。通过现场调查，目前井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，道路采用砂石路面，井场规范，无其它遗留问题。

3.4.2.1 现有环境问题

根据现场调查，发现如下环境问题：

（1）各别井场存在乱开便道现象，造成新的风蚀影响。

（2）博孜区块试采工程等现有工程没有组织竣工环境保护验收。

3.4.2.2 整改措施

（1）定期维护进站、场的砂砾路面，要求进出站场、井场车辆在已有道路上行驶，不得随意行驶。

（2）尽快组织博孜区块试采工程等项目的竣工环境保护验收。

3.4.2 主要生产工艺过程

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、采油、油气集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

（1）钻井

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采油的

唯一手段。本项目新钻井 2 口，平均井深为 6735m，。

工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。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。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵，采用电力）、泥浆池及泥浆固相控制系统、水罐，柴油发电机（备用）。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆池（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3-1）。

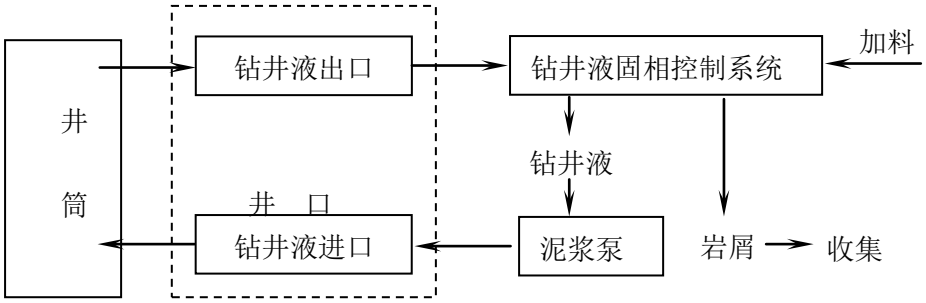


图 3.3-1　　钻井液循环示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆池内。

采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

完井后清理井场，随即可开展采气生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

（2）测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油气层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

（3）井下作业

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

（4）采油

将地下含气层中的天然气采集到地面的工艺方法。须根据气藏情况布置钻孔，让气流顺利地从气井流到地面，并经处理后进入集气管网。

本项目的层系为白垩系巴什基奇克组、巴西改组，油藏埋深 6735m。为常温超高压层状边水断背斜型凝析气藏。

（5）油气集输

BZ3-H4 井接入博孜 301 集气站，BZ3-H5 井接入博孜 3 集气站。

博孜 301 集气站、博孜 3 集气站油气管输至博孜 101 井，然后进入博孜 1 集气站，输至大北 11 集气站，然后进入大北处理厂集中处理。

3.4.3 环境影响因素分析

本项目油田建设可分为施工期、运营期和闭井期三个阶段。

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

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于施工期和运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.4-2 和图 3.3-1。

表 3.4-2　　环境影响因素识别表

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
		车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

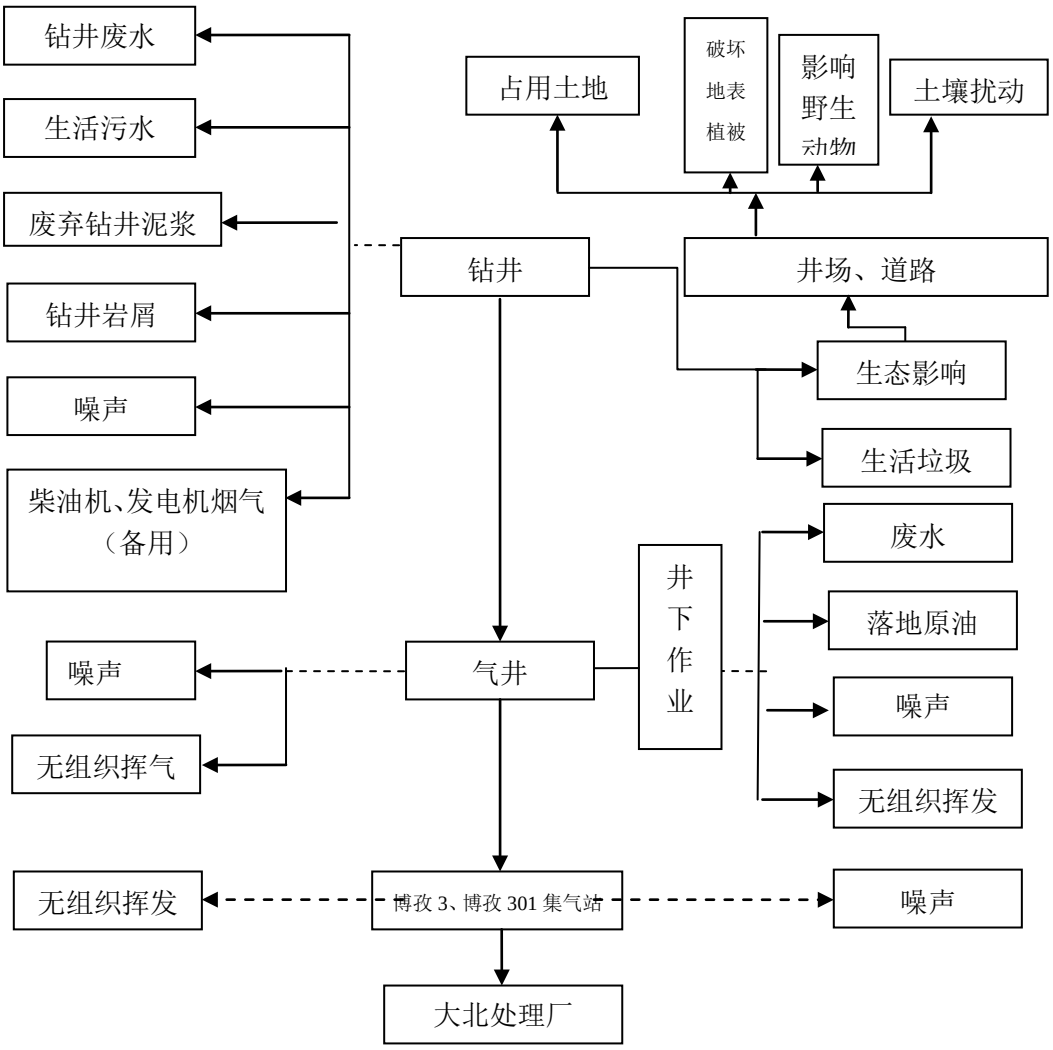


图 3.3-1　　油田开发过程污染物排放流程

3.4.4 施工期污染源与污染物分析

施工期主要污染来自钻井工程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。

3.4.3.1 生态影响因素

本项目修建 3.4km 井场道路，因此，生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集输管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线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及道路占地。

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。

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本项目总占地面积 8.33hm^2，其中永久性占地面积为 2.37hm^2，临时占地面积 5.96hm^2，详见表 3.4-3。

表 3.4-3　　占地面积统计表

序号	建设项目	面积(hm^2)		备注
		永久占地	临时占地	
1	钻井井场	0.84	1.6	2 口，单井临时占地 90×80m，其中永久占地 70×60m
2	临时生活区		0.48	部署井场 2 座，单个井场内临时生活区 40×60m，
2	管线		3.2	单井集输管线 4km，临时占地宽度 8.0m
3	道路	1.53	0.68	总长度 3.4km，砂石路面，路基宽度 4.5m，按永久占地宽度计。道路两侧各 1.0m，按临时占地计。
	合计	2.37	5.96	

在地面工程施工中，还会产生一定量的生活污水、生活垃圾、建筑垃圾、建筑噪声和交通运输产生的汽车尾气等。与气田开发过程中对生态环境的影响相比，影响时间短，影响程度小。

3.4.3.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

钻进阶段使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。正常情况没有钻井废气产生。

施工过程中产生的废气包括扬尘和施工机械及车辆尾气，其主要污染物为 TSP、NO_2、SO_2、CO 和烃类等。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水和生活污水。

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，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。

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

B、冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

C、钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

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。

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本项目单井平均进尺 6735m，则钻井废水产生量为 1081m^3，2 口井共 2162m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

③ 生活污水影响分析

施工人员按 50 人计，每人每天生活用水按 100L 计算，用水天数为 226d，则钻井期间生活用水总量为 1130m^3。生活污水产生量按用水量的 80%计，则单井钻井期间生活污水总产生量为 904m^3，2 口井共产生 1808m^3。生活污水中主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。井场生活场地配备移动式环保厕所，生活污水集中收集后送至克拉苏气田大北区块生活基地污水处理站处理。

③管道试压水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。

（3）固体废物污染源

①钻井废弃泥浆及岩屑

一开、二开上部为非磺化水基钻井液体系，暂存至井场泥浆暂存池，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）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。

二开中、下部及三开使用磺化水基钻井液体系，使用固液分离进行减量化处理。废弃物采用单井不落地收集系统收集，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修环保站进行处理。

四开~五开使用油基钻井液，现场采用不落地的收集装置收集含油钻井废弃物，运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理。

本项目 2 口井产生钻井泥浆 1925.8m^3（其中磺化水基泥浆 510.4m^3，油基泥浆 603.4 m^3），岩屑 1281.8m^3（磺化岩屑 384.2m^3，油基岩屑 202m^3），具体见表 3.4-5。

表 3. 4-5　　钻井期间钻井废弃泥浆和岩屑产生量

名称	结构	井眼直径（m）	深度（m）	单井泥浆产生量（m³）	单井岩屑产生量（m³）	备注
单井	一开	0.6604	200	121.5	68.5	非磺化水基钻井液体系
	二开上部	0.4445	1800	284.5	279.3	
	二开下部、三开	0.3334	2200	255.2	192.1	磺化水基钻井液体系
	四开	0.2413	1900	191.8	86.9	油基钻井液

	五开	0.1683	635	109.9	14.1	
	小计			962.9	640.9	

备注：采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式估算

钻井废弃物不落地达标处理技术简述：

①不落地达标处理技术原理

钻井废弃泥浆不落地达标处理技术的基本原理是将废弃泥浆经过收集—化学工艺处理—分离成三部分：即岩屑、泥饼和水，对泥浆中的固体物通过水洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将水循环利用。整套技术包括收集系统；处理系统；除油系统；脱干系统；水处理系统五个部分及相应的配合工艺技术，处理后产生的废弃物为无害化岩屑、泥饼以及水，均达到国家排放标准。其中泥饼、 岩屑可供井场建设使用，水则达到国家《污水综合排放标准》中的二级以上标准，可供整套装置自身循环和井队使用。达到无害化处理的目的。

②钻井废弃物不落地达标处理工艺流程

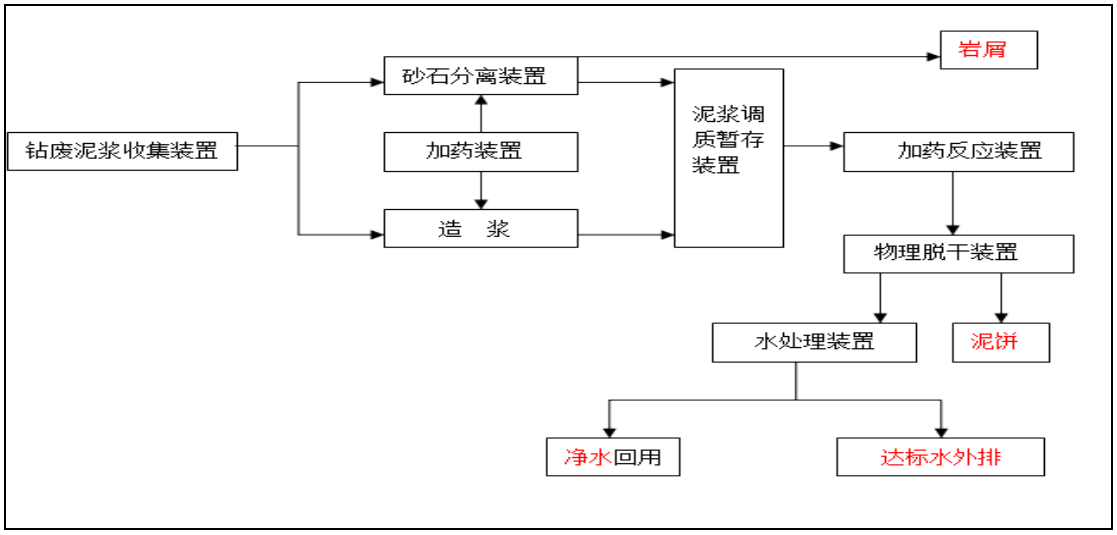


图 3.4-2　不落地处理工艺流程图

第一单元：主要采用螺旋输送器和导流槽全方位收集由钻井泥浆循环罐震动筛、锥形罐、除泥（砂）器、离心机及井场其它的钻井废浆、废水。首先从砂水分离洗涤搅拌装置，通过搅拌洗涤和螺旋分离后，将泥浆中的岩石块、岩屑等分离并萃洗出来，减轻和减少该类物质对后续处理的影响，使泥浆液保持很好的流动性。经过分离处理后的泥浆液由泵提升送入污泥储存搅拌罐，同时投加初处理

剂，经过搅拌混合反应后由泵提升送入第二处理单元。

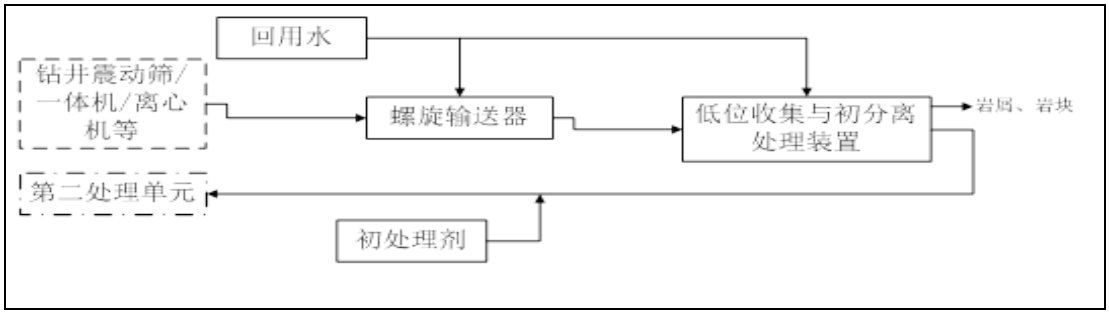


图 3.4-3　　第一单元工艺流程图

第二单元：主要是化学工艺处理与固、液、油的分离。一般分离出来的泥的含水率及泥中含有的污染物质越低越好，因此处理药剂和多次的搅拌洗涤是不可缺少的。经过药剂处理和多次的搅拌洗涤，可以将泥中含有的污染物质洗到水中去。若有石油类污染物，需先经除油装置处理后，油脂回收，脱油泥浆由泵送入真空脱干机进行固、液分离，泥浆中固体物分离后已经达标，可堆放或填坑铺路。分离出来的水进入水箱收集，然后由泵提升送第三处理单元。

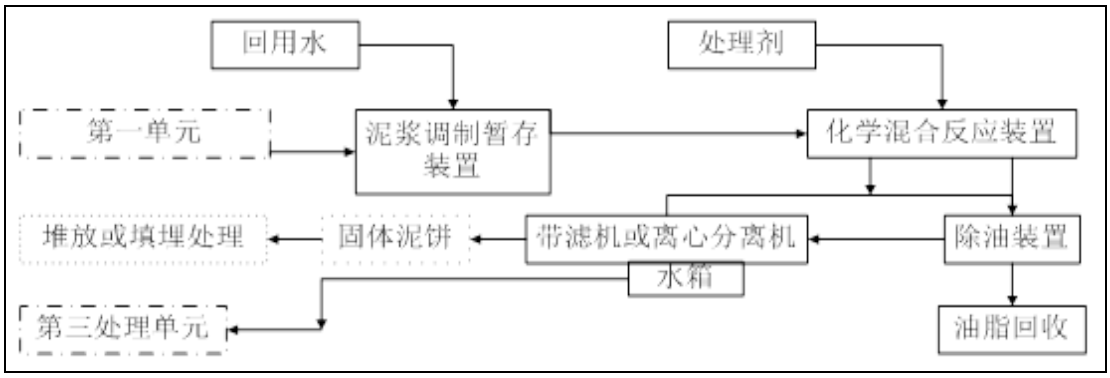


图 3.4-4　　第二单元工艺流程图

第三单元：主要是处理分离出来的废水。一般经过离心分离出来的水悬浮物含量较高，可通过气浮沉淀、过滤系统，去除水中含有的悬浮物和降低废水中的有机物含量，处理出来的达标废水进入回用水箱，用泵提升回用于自身处理系统循环使用或是回用于循环泥浆。

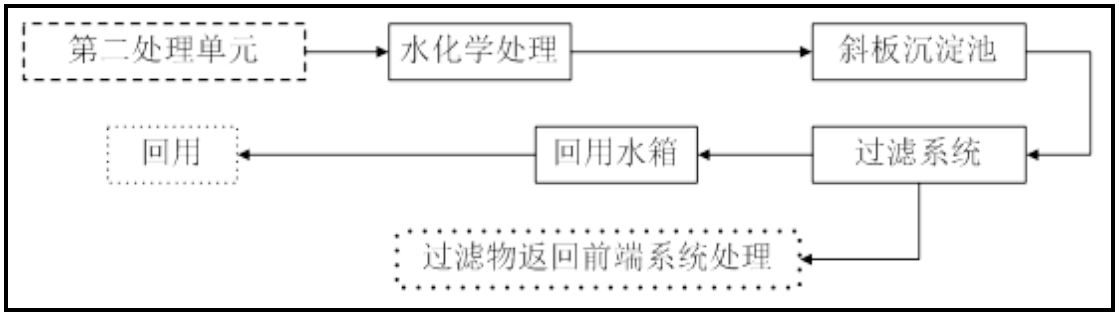


图 3.4-5　　第三单元工艺流程图

②生活垃圾

施工队伍按 50 人计，每人每天产生 0.5kg 生活垃圾，施工期约 226 天，则施工期间单井产生生活垃圾 5.65t，2 口井共产生 11.3t。生活垃圾集中收集后，定期清运至大北地区固废填埋场。

④ 土石方

本项目管线为 4km，管线施工宽度为 2m，深度为 1.2m。根据油田提供资料类比，本项目共开挖土方 5040m^3，回填土方 5040m^3，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目土石方平衡见下表 3.4-6。

表 3.4-6　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	0.504	0.504	0	0	0	—

（4）噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、柴油发电机（备用）、泥浆泵等，声强一般在 90－105dB(A)，见表 3.4-7。

表 3.4-7　　钻井设备主要噪声源

序号	设备名称	声源强度，dB(A)
1	柴油机（备用）	105
2	钻机	98
3	泥浆泵	90

（5）施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-8。

表 3.4-8　　施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场、进场道路	扬尘、机械、车辆尾气、放喷天然气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO_2	阶段性排放	
			SO_2	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	2162m^3	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
	井场	生活污水	COD、	904m^3	井场生活场地配备移动式环保厕所，生

			NH_3-N、SS		活污水集中收集后送至克拉苏气田大北区块生活基地污水处理站处理。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	1281.8m^3	一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，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）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部和三开为磺化水基泥浆，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注；四开、五开产生的油基泥浆拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后形成的成品油基泥浆符合钻井使用要求，处理后的固体加水搅拌形成块状固体后运至大北天然固体废物填埋场填埋。
		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	1925.8m^3	
	井场	生活垃圾	/	11.3t	生活垃圾集中收集后拉运至大北地区固废填埋场。
噪声	井场	柴油发电机（备用）	/	105dB（A）	声环境
		钻机	/	98 dB（A）	
		泥浆泵	/	90 dB（A）	

3.4.5 运营期污染源分析及污染物排放

3.4.4.1 运营期废气污染物

本项目运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的无组织烃类挥发。

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

其计算公式如下：

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

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

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

eroc，i—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000 μ

mol/mol），kg/h；

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

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

ti—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，取 8760h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.4-9。

表 3.4-9　　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放系数（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
BZ3-H4	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
BZ3-H5	阀门	0.064	13	0.02
	法兰	0.085	13	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
2 口井合计				0.118
博孜 301 集气站改造	阀门	0.064	8	0.013
	法兰	0.085	8	0.016
博孜 3 集气站改造	阀门	0.064	4	0.007
	法兰	0.085	4	0.008
合计				0.044
总计				0.162

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 0.162t/a。

3.4.4.2 运营期废水排放情况

（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 2 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 46.2m^3/d（16863m^3/a）。采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.74t、75.88t、1.17t、0.0025t。

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指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

（2）生活污水

运营期无新增工作人员，由管理单位内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。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，计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-10　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据表 3.3-8 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g。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指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注。

3.4.4.3 运营期固体废弃物排放情况

（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 3.4-11），计算井下作业固废的产生量。

表 3. 4-11　　石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

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

根据表 3.3-11 计算，本项目共 2 口井，按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业过程废压裂液产生量为 263.98m^3/a，废酸化液产生量为 82.3m^3/a，废洗井液产生量为 25.29t/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）清管站的废渣

运营期产生的固体废弃物主要来自于集输管线的清管作业。集输管线清管每年 2-4 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，集输管线长 4km，每次废渣量约 4.6kg，产生量最多约为 0.09t/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。

（3）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。根据类比调查，1 口井含油废物产生量约为 0.2t/a，2 口单井含油废物产生量约为 0.4t/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。

（4）生活垃圾

运营期工作人员由博大油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

固废产生及处置情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 本项目固体废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	分类编号		产生量	处置方式
1	废压裂液			263.98m^3/a	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理
2	废酸化液			82.3m^3/a	
3	废洗井液			25.29t/a	
4	油泥（砂）	HW08	071-001-08	0.4t/a	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理
5	清管废渣	HW08	071-001-08	7.44t/a	

3.4.4.4 运营期噪声排放情况

气田生产阶段，噪声源主要集中在井场和集气站。噪声源为各类机泵、加热炉、火炬等。噪声排放情况见表 3.4-13。

表 3.4-13 运营期噪声排放情况

序号	位置	时段	噪声源	声源强 dB（A）
1	井场	运营期	机泵	90-100
			井下作业（压裂、修井等）	80-120
2	集气站	运营期	加热炉	90-95
			各类机泵	90-100
			火炬	100-110

3.4.4.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目各种运营期污染物汇总见表 3.4-14。非甲烷总烃挥发量为 2.7t/a，井下作业废水 38.02t/a，油泥砂 2t/a。

表 3.4-14 运营期污染物排放情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	主要处理措施及排放去向
废气	采气、集输	无组织挥发	烃类	0.162	0.162	环境空气
废水	井下作业洗井液（水）		水量	76.04	0	依托大北天然气处理厂处理达标后回注地层
	采出水		水量	16863m^3/a	0	
			SS	0.74	0	
			COD	75.88	0	
			石油类	1.17	0	
			挥发酚	0.0025	0	
固体废	井场	油泥（砂）	/	0.4	0	库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。
	管线	清管站的废渣	/	0.09	0	
	井下作业	废压裂液	/	263.98	0	拉运至克拉苏钻试修废弃物

物		废酸化液	/	82.3	0	环保处理站进行无害化处理。
		废洗井液	/	25.29	0	
噪声	井场	机泵	/	90-100		声环境
		井下作业（压裂、修井等）	/	80-120		
	集气站	各类机泵	/	90-100		
		火炬	/	100-110		

3.4.6 污染物排放“三本账”

博大油气开发部气田污染物排放“三本账”估算表见表 3.3-15。

表 3.3-15　　博大油气开发部气田运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量(t/a)	本项目产生量(t/a)	总体工程(t/a)		
					产生量(	以新带老削减量	排放增减量
1	废气	SO_2	1.729	0	1.729	0	0
		NO_X	8.652	0	8.625	0	0
		颗粒物	1.127	0	1.127	0	0
		非甲烷总烃	0.193	0.162	0.355	0	+0.162
2	废水	生产废水	91600	16939	108539	0	+16939
3	固体废物	含油废物	8.75	0.49	9.24	0	+0.49

3.4.7 闭井期环境影响分析

随着开采活动的不断进行，油气储量逐渐下降，最终将进入闭井期。气井开发进入尾声时，各种设施设备将停止使用，油气开采、集输过程产生的废气、噪声、固废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、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会产生扬尘和建筑垃圾（废弃管线、废弃建筑残渣等）。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，及时清运建筑垃圾，减轻环境影响。

3.5 清洁生产分析

3.5.1 清洁生产评价指标

3.4.1.1 工艺技术与装备

（1）机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

（2）对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

（3）采用先进可靠的自动控制系统技术，提高生产运行参数的准确性。

（4）工艺过程为全密闭式，除无组织排放外，各区块基本没有大气污染物排放。

（5）采用高效节能设备、材料和密封性好的阀门，采气管道采用内防腐层和阴极保护技术，提高设备利用率和安全性，充分减少天然气在管线中的损失。

（6）采用已在国内外油气田得到广泛应用的 SCADA 监控与数据采集系统，完成克拉苏气田各区块项目整个作业区生产数据采集、管理、分析处理等工作。

（7）集气站控制系统采用远程终端测控单元（RTU）；集气站控制系统采用可编程控制器（PLC）；集中处理站控制系统采用分散控制系统（DCS）。作业区信息中心完成油田生产数据采集、数据管理、数据分析处理等工作。

3.4.1.2 资源能源利用

本项目设计在以下几个方面采取节能措施：

（1）机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

（2）对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

（3）采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。

（4）工艺过程为全密闭式，没有油气排出。

（5）选用低损耗变压器，以降低电能损失。

（6）利用气田自产的天然气作为生产、生活区的燃料，节省其它能源的消耗。

3.4.1.3 产品指标分析

本项目产品主要为天然气和凝析油，天然气属于清洁能源，在使用过程中污染物产生量少。

3.4.1.3 污染物产生指标分析

（1）废水

气田采出水是气田开发过程中的主要废水，本项目井场的采出液集中到大北天然气处理厂生产废水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。

（2）废气

本项目采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。

（3）固体废物

对开发过程中的修井、洗井、压裂及其它作业，通过加强管理可防止和减小

井喷事故的发生及污染物泄漏，井下作业产生的各类废液，严格按照中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司的要求，带罐作业，最终运送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后闭路循环，不对外排放。

生产过程中油泥（砂）等固体废物运往库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。

（4）噪声

站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗。

（5）生态保护及水土保持措施

本项目在站场选址、建设和管线的选线、敷设过程中，尽可能地选在植被较为稀少的荒地上，最大限度地避开珍惜保护植被。

严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，使气田开发与生态环境保护协调发展。

通过以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.4.1.5 废物回收利用指标分析

本项目为达到节能增效、综合利用的目的，加强作业废液的处理和综合利用。

（1）井场用水实行管制冲洗砂样在容器中进行，机泵冷却水循环利用，且冲洗设备不用清水。

（2）选用操作灵活、密封性能好的阀门，减少天然的漏损量。

（3）采用节能型电气设备，如节能型变压器和高效节能灯具等。

（4）备用发电机组选用先进、节能的发电机组，减少能耗。

（5）合理提高用电设备功率因数，合理选择电动机、变压器容量，降低电能损耗。

3.4.1.4 环境管理要求

在气田开发的生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范气田生产行为，对井下作业、施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使作业队实施清洁生产有法可依、有章可循，规范企业及职工的生产行为。

（1）把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全克拉苏气田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，

推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治，清洁生产工作。

（2）在治理方法上从提高对原材料和资源的利用率入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

（3）井下作业积极推行无污染作业法，采气过程中加强生产管理，对输气管线及井口装置定期进行检查和维修，减少或杜绝生产过程中跑、冒、滴、漏现象的发生。

本项目将与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展，达到污染控制、节约能源、降低能耗与生产技术相结合，采用国内外最先进技术，推行清洁生产综合利用，尽可能充分利用资源、能源、减少或消除污染物的产生，使废弃物在生产过程中转化为可利用资源，消除污染。同时在污染治理上水污染防治以节水和污水资源化为核心；大气污染防治以节能为核心；防治固体废物污染以减量化和资源化为核心。

另外，本项目在污染防治战略上，从侧重污染末端治理逐步转化为生产全过程控制；在污染物排放控制上，由重浓度控制转变为浓度控制与总量控制相结合；在污染治理上，由重分散的点源治理专变为分散治理与集中控制相结合。

3.5.2 清洁生产水平分析与评价

本次评价的清洁生产指标选用国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）进行分析，以此来说明本项目的清洁生产水平。

（1）评价指标体系

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

①评价依据

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

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的

就执行国家要求的数值；

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平；

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”、“否”或完成程度两种选择来评定。

②权重分值

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

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

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 3.5-1　　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核	
						实际值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	0.5	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	50	0
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	150	5
		落地原油回收率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	75	7.5
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10
		采油废水达标排放率	%	10	≥80	75	7.5

定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标						指标分值	清洁生产审核
									得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施		10	0
		采油方式				采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证						10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收						20	20
		制定节能减排工作计划						5	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况						5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况						5	5
		老污染源限期治理项目完成情况						5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况						5	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

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

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-2。

表 3. 5-2　　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

本项目在在集输工艺中采用易于管理的密闭混输和分输模式；采取有效的污染防治措施。本项目在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，能源消耗低，由表 3.4-2 计算得出：工程进行清洁生产审核前分数：定量指标得分 90 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 90 分，与表 3.7-3 中相比较，75≤P＜90，属于清洁生产先进企业。

3.5.3 清洁生产水平分析结论

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。

3.6 污染物排放总量控制分析

3.6.1 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。

3.6.2 总量控制因子

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

（1）废气污染物

本项目不新建加热炉（锅炉），主要废气污染物为油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，建议考核指标：非甲烷总烃。

3.6.3 污染物排放总量建议指标

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为 0.162t/a。

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

3.7 与相关规划、法律法规符合性分析

3.7.1 与国家产业政策协调性分析

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。因此，本项目的建设符合国家的相关政策。

3.7.2 与相关法律法规符合性分析

本项目与相关法律法规符合性分析见表 3.7-1。

表 3.7-1　　本项目与相关法律法规符合性分析一览表

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告2012年第18号)	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目位于博大油气开发部气田，属博孜区块，区域内设置大北天然气处理厂，对油气进行集中处理。	符合
	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目钻井期不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%	本项目井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达100%	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达95%以上，钻井废水回用于泥浆配置。	符合

	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至指定的地点进行处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m^3 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目采油气主要采取管道集输，全部按照环保规范进行建设，油气集输损耗率低于 0.5%。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站，处理达标后回注地层。	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》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	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	本项目不涉及水源涵养区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	符合
	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	本项目所在地层无有毒有害气体	符合
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。	一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，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）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部和三开为磺化水基泥浆，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注；四开、五开产生的油基泥浆拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后形成的成品油基	符合
	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。		符合

		泥浆符合钻井使用要求，处理后的固体加水搅拌形成块状固体后运至大北天然固体废物填埋场填埋。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。	
《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)	在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染	项目运营期产生的采出水在大北天然气处理厂达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）。	符合
	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	一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，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）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部和三开为磺化水基泥浆，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注；四开、五开产生的油基泥浆拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后形成的成品油基泥浆符合钻井使用要求，处理后的固体加水搅拌形成块状固体后运至大北天然固体废物填埋场填埋。	符合
	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、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	本项目采出相不含硫化氢，井场不设加热炉，没有锅炉烟气排放。	符合
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提	本项目属于涉及塔里木流域水土流失重点治理区的石油和天然气开采项目，2020 年博大油气开发部气田完成了后评价并备案，其中包含本项目所在的博孜区块。	符合

	出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。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。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。		
	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。自 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。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《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》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。”本项目由塔里木油田分公司单独立项，单独编制设计方案，确定了开发范围和建设内容，因此建设单位委托本项目开展建设项目环评。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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	项目钻采方案的设计技术先进、实用成熟，符合清洁生产要求；项目钻井完成后，按要求恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了博孜区块 3 油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目各井场、道路永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。项目钻井过程中，配备先进完善的固控设备，采用低固相优质钻井液，设置井控装置。泥浆分离岩屑后重复使用，钻井完成后，用于下一口井场	符合
《转发<关于进一步加强石油天然	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影	目前博大区域暂无油气发展相关规划，塔里木油田各区域已于 2020 开展了后	--

气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142 号)	响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	评价工作并完成备案	

3.7.3 与国家相关规划协调性分析

本项目涉及国家层面的相关规划主要有《能源发展“十三五”规划》、《全国矿产资源规划》、《全国主体功能区规划》等。

本项目与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表 3.7-2。

表 3.7-2　　本项目与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
能源发展“十三五”规划	十三五”时期，要夯实油气供应基础,着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度,加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。	新疆塔里木盆地天然气储量十分丰富，近年来，塔里木分公司不断加大塔里木油田油气资源的开发力度。	协调
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塔里木油田的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	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	协调

从表中可见，本项目与上述国家相关规划是协调一致的。

3.7.4 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于温宿县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见表

3.7-3。

表 3. 7-3　　本项目与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本项目属于塔里木油田油气勘探开发项目	协调
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划	“把新疆建成国内最大的油气勘探开发基地、重要的油气储备和石油化工基地、重要的煤化工升级示范和生产基地、最大的氯碱和硫酸钾生产基地、西部最大的氮肥生产基地”。	本项目年建产能 2.7×10^4t，符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。	符合
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本项目不在禁止开发区和限制开发区，本项目位于天山南坡产业带，天山南坡的国家级农产品主产区县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城关镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域	协调
新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	到 2020 年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。	本项目勘探活动、钻井作业均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，勘探及钻井过程的各类污染物按照环境管理部门的要求及集团公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排	协调

		考核指标。	
新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了 76 个不同的生态功能区，本项目属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区	本区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调
阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。全力抓好传统石化企业的转型升级，注重引进清洁高效化工技术和市场领先地位产业项目，推动产品精细化发展。强力推进塔河炼化千万吨级炼油能力建设，确保百万吨乙烯蒸汽裂解工程建成投产，实现库车石化产业基地向乙烯化工一体化转型；助力库车、沙雅、新和配套烯烃、芳烃中下游产业和天然气化工精深发展，逐步形成锦纶、氨纶等纺织原料、聚乙烯、聚氯乙烯等高品质塑料、包装材料、环氧丙烷等聚氨、聚醚等各类基础化工原料、有机材料工业，为发展制药、纺织、日化、建材、橡胶等行业提供原料支持。将阿克苏打造成为国家重要的石油天然气生产加工和储备基地。	博孜 3 区块是博大气田主体开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内。	协调

3.7.5“三线一单”符合性分析

根据《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)，将拟建工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利

用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表 3.7-4。

表 3.7-4　　“三线一单”符合性分析一览表

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
《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)	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。	根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好;环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控。	拟建工程采出水随采出液一起最终进入大北天然气处理站处理达到标准后回注地层，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站，处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，井场采用电磁加热，采出液采取密闭集输工艺。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，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 等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	拟建工程生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
	生态环境准入	阿克苏地区共划定 99 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 26 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线以外的各类保护地、水源保护区、水源涵养重要区、防风固沙重要区、土地沙化敏感区、水土流失敏感区等一般生态空间管控区及水环境优先保护区、大气环境优先保护区。优先保护单元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。	拟建工程位于博孜区块，不在生态保护红线区，属于温宿县的一般生态管控区。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、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。拟建工程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)	生态环境准入	重点管控单元 64 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 控单元应着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针 对性加强污染排放管控和环境风险防控，重点解决生态环境 质量不达标、生态环境风险高的问题。 一般管控单元 9 个，主要指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及 其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善。	项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改规[2020]1880 号)，属于许可准入类项目。	符合

3.8 选址选线合理性分析

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。本项目位于阿克苏地区拜城县和温宿县境内，不属于 28 个国家重点生态功能区县（市），距离新疆托木尔峰国家级自然保护区边界 9.5km，距离新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）5km，距离温宿盐丘国家地质公园 6.4km。

新钻井 2 口位于荒漠草场，地表植被稀疏，井场周围 1km 内无居民区分布，选址基本合理。

本项目根据区块特点集输管线采取“单井集气与多井集气相结合+放射枝状组合式集气管网”的集气工艺。新建采气管线 4km。新建进场道路 3.4km。管线走向取直，减少占地。道路线路顺直，地形起伏小，避开植被茂密地段，不存在环境制约地域和因素，选线基本合理。

4. 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

克拉苏气田博孜区块位于新疆阿克苏地区拜城县和温宿县，西距温宿县县城 78km，东距大北气田 40km，地形西南高、东北低，地形平缓、开阔，地面海拔在 1500～1800m 之间，坡度约为 2～3°。四周群山环绕，呈一狭长带状盆地，西北高东南低，由西北向东南倾斜，自然坡坡降较大，地形复杂。北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟，途径木扎提河。博孜区块周边交通便利，南侧有 S307 省道、S314 国道、吐和高速公路等；南疆铁路自东向西从南侧穿过，北侧有温宿县至老虎台乡的县镇公路；交通便利，公共通讯信号覆盖本区，大北处理厂已投运，依托条件比较完善。项目区地理位置见图 1.1-1。

4.1.2 地形地貌

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

拜城县四周群山环绕，呈一狭长带状盆地。地势北高南低，由西北向东南倾斜。拜城县县境北部由西向东为天山山系之喀尔勒克山、科克铁克山；南部由西向东为喀拉玉尔滚山、却勒山。北部天山山势西高东低，西部山峰海拔高 5100m，东部山峰海拔高 4500m，海拔 4300-4500m 的高山带永久积雪，雪线高约 4000m，面积为 9200km^2；海拔在 4000m 以上的占 60%，形成冰川地貌；海拔 2500-3200m 为林带、草场，山前带为岩漠山地。南部却勒塔格山山峰海拔高 2000 米左右。却勒塔格山北为拜城县盆地，呈东西方向展布，长达 150km，其轴向与天山山脉平行。

博孜区块位于天山南麓，所处区域为山前冲洪积扇的中上游地带，主要为第四系早期形成的冲洪积地层，属山前冲洪积戈壁砾石地貌。地势呈西北高，东南低，海拔在 1580～1680m 之间，自然坡度 0.5%～2%，地形坡降较大。项目区以戈壁、山前坡地、丘陵为主，小型沟渠分布较密，村庄较少。

管道沿线地貌单元破碎、复杂多变，线路途经的主要地貌单元为河流冲洪积平原、山前冲洪积倾斜砾质平原、低山丘陵。

4.1.3 气象、气候

博孜区块在温宿地处欧亚大陆深处，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。

区域全年多西北风和北风，历年平均风速 1.7m/s，最大风力可达 11 级，年均大风日数 17.5 天，最大冻土深度 0.93m。

表 4.1-1　　温宿主要气象要素表

序号	气象要素		单位	数量
1	一般海拔高程		m	1726
2	相对湿度	最冷月月平均	%	78
		最热月月平均	%	46
3	风速	年平均	m/s	1.0
		冬季平均	m/s	0.6
		夏季平均	m/s	1.4
		最大风速	m/s	39
4	风向	冬季最多风向		东南风
		夏季最多风向		北风、西风

		全年最多风向		西北风、北风
5	气温	月平均最高	℃	21.3
		月平均最低	℃	-12.4
		极度最高	℃	69.8
6	降温	日最大降雨	mm	54.5
		年平均降雨量	mm	95.6
7	年平均蒸发量		mm	1538.5
8	最大冻土深度		cm	100~110
9	年均大风日数		d	30
10	年均沙暴日数		d	20
11	年平均地温		℃	10.3

4.1.4 地质

4.1.4.1 地层特性

本项目所在区域及集气干线经过区域地层主要为第四系和第三系地层，尤以第四系分布最广。

（1）第四系（Q）

第四系全新统耕植土（Q_4^{pd}）：褐黄色，由粉土、粉沙质土含植物根构成，层厚 0.3m～1.0m，主要分布在米吉克牧场、拜城绿洲盆地的卡拉苏村一带。

第四系全新统人工填土（Q_4^{ml}）杂色，由粉土、粉砂、粉质粘土，强风化砂、泥岩块，以及卵、砾石组成。厚度 0m～2.7m，主要分布于大北试验区各集、采气井站。

第四系全新统残坡积（Q_4^{el+dl}）、残积层（Q_4^{el}）：褐黄色、杂色，主要为粉质粘土、粉质粘土夹块、卵石，局部地段残积层为砾砂、粗砂（风化砂）等。主要分布在阿德儿低中山表面与坡脚地带，可塑～硬塑，稍有光泽，摇振反应无，韧性和干强度中等，厚度 0.5m～1.5m 不等，下伏基岩。

第四系全新统冲积层（Q_4^{al}）：杂色，主要为卵石与漂石，成分主要为灰岩、砂岩、石英岩等，卵石粒径一般 6cm～15cm，最大 18cm～20cm，约占 40%～50%，漂石粒径一般 30cm～70cm，最大可达 100cm 以上，约占 30～40%，磨圆度较差，分选性较好，多呈次棱角状～次圆状，骨架间一般充填砾砂及中砂。主要分布在喀普斯郎河、台勒维丘克河、卡拉苏河河床表层。厚度 2.1m～3.8m 不等。

第四系上更新统冲洪积层（Q_3^{al+pl}）：杂色，由卵石与漂石组成，成分以灰岩、砂岩、石英岩等为主，卵石粒径一般 4cm～12cm，约占 40%～50%，漂石粒径一般 30cm～50cm，最大可达 60cm 以上，约占 20%～30%，磨圆度较好，多呈次棱角状～次圆状，分选性较好，骨架间一般充填粗砂及中砂，含少量泥质成分，主要分布在喀普斯郎河、台勒维丘克河、卡拉苏河河床表层（Q_4al）冲积层以下。厚度大于 15m。

第四系上更新统洪积层（Q_3^{pl}）：杂色，主要为松散的灰黄色、浅黄色砂砾层、砂卵石层，卵石粒径 2cm～10cm 不等，多为浑圆状，含砾砂夹层或透镜体，该层具交错层理和斜层理。主要分布于山前倾斜戈壁洪积平原及各大型艾肯沟床内和河流高阶地。

第四系中更新统冲积层（Q_2^{al}）：杂色，多为灰色、浅灰色的漂石和卵石组成，岩性以花岗岩、石英岩、砂岩为最多，漂石约占 30%～40%，卵石约占 20%～30%，骨架间多充填砾石和粗砂，其中砾石约占 20%～30%，并见少量卵、砾石被砂、泥质包裹成半胶结或微胶结状，磨圆度较好。主要分布于山前洪积扇（塔合塔伊戈壁）和喀普斯郎河右岸（米吉克牧场）与台勒维丘克河右岸阶地一带。厚度大于 6.0m。

第四系下更新统冲洪积层（Q_1^{al+pl}）：杂色，岩性主要为褐灰、深灰色漂、卵石，卵、砾石组成，分选不佳，排列零乱，骨架间充填砾、粗砂。卵砾石成分复杂，有花岗岩、石灰岩及砂、砾岩等，少量卵、砾石为泥砂质包裹，呈半胶结状。主要分布在阿德儿低中山区，常组成垅岗状丘陵或覆盖于丘陵顶部形成峭壁或分布于垅岗间宽阔的戈壁滩。在垅岗上层厚 0.5m～3.3m，在丘陵顶部及垅岗间戈壁滩厚度大于 6.0m。

（2）第三系（N）

上第三系（N1）：红色、褐红色夹少许天兰色的细粒与中粒砂岩和灰红及棕红色砂质泥岩互层，岩体节理、裂隙发育。砂岩为褐红间灰黄色，层理明显，颗粒成分主要为石英、长石及岩屑，砂质和硅质胶结，强度较高，一般呈中厚－厚层状。泥岩为棕红间灰黄色，泥质胶结，抗风化能力和抗风蚀能力较低，一般呈厚－巨厚层状。

下第三系（E）：红褐色、棕红色、暗棕色砂质泥岩与砂岩互层。细粒结构，

中厚层～厚层状构造，主要分布于阿德儿低中山区。

4.1.4.2 构造特征

项目区地处天山地槽褶皱中部，包括天山地槽褶皱带和塔里木地台两个大地构造单元。北部属南天山地向斜褶皱带的哈雷克套复背斜，中部为地槽与地台过渡带的库车山前坳陷，两者之间以区域沉积不整合为界，南部边缘属塔里木地台，它与库车山前坳陷与却勒塔格断裂带相隔，西北角为古老的木扎提台拱，其北以大断裂与南天山地向斜褶皱带相隔，南与库车山前坳陷相邻。

（1）中生代平缓褶皱与单斜构造带

包括接近古生代基底上的中生代平缓褶皱带与山前坳陷陡倾斜构造带-单斜带，前者分布于北部的台勒维丘克河一带，由晚二叠世、三叠纪及侏罗纪岩层组成，后者，位于哈雷客套复背斜之南，成近东西方向窄带状延伸，该带岩层走向为东西或近东西向，总的构造形态为一褶皱复杂化的单斜层。在台勒维丘克河以东岩层倾角几乎直立，有时向北倒转（80°～90°），卡拉苏河以东岩层倾角变缓（50°～60°），该构造带的南界，在西部逐渐变为向斜褶皱；东部的克勒河以东，白垩纪地层包括以下褶皱构造：

①巧何布拉克背斜：位于喀普斯朗河与台勒维丘克河之间，由三叠系构成，为一不对称背斜，南翼陡，并向北倒转，北翼平缓（5°～15°），背斜脊线明显的向东倾伏。

②艾东背斜：位于卡拉苏河与梅斯布拉克河之间，由三叠系构成，背斜长 8.5km，宽达 800m，背斜走向东西，为一不对称背斜，南翼陡(45°～65°),北翼缓（20°）。

（2）线褶皱带

位于山前坳陷陡倾角构造带与拜城坳陷、却勒塔格复背斜之间，其特点是：由中、新界组成一系列线状紧闭的背斜，断裂发育，主要为通过背斜核部的走向断裂切割。顶部多被破坏，向斜开阔，核部宽而平坦，两翼较陡。包括以下褶皱构造：

①卡赞奇向斜：位于喀普斯郎河到克孜勒河上游，大致呈北东东-南西西，褶皱轴线沿水平方向变化很大，核部平坦开阔，在梅斯布拉克河一带宽达 11km～12km，几乎对称，但北翼常常较陡，其核部由上新统组成。

②空母该来背斜：位于阿德尔山北麓卡拉苏河以东，背斜走向北东东-南西西（75°-255°）或近东西向（80°-260°），背斜轴线于空母该来村附近上升最高，核部出露上白垩统，其顶部平坦而狭窄，，两翼不对称，一般南翼陡（65°-75°），北翼较缓（50°-66°），整个背斜被一走向旋转断层所切割。

③依其克里克背斜：位于卡拉苏河东至依其克里克一带，为空母该来背斜东部分的另一背斜，轴向北东东-南西西或近东西向，核部出露上白垩统，背斜平缓，并向西倾伏，两翼由白垩纪、第三纪地层组成，北翼倾角变缓（30°-40°），南翼很陡（75°-85°），该背斜为一走向断层切割，并使北翼上升。

④吐孜贝希（土孜麻扎）背斜：位于阿德儿～吐孜贝希村。该背斜长 55km，分上、下两构造层，上构造层由西域组构成，下构造层由中新统和第三系构成，前者不整合产于后者之上，背斜西域组沿横剖面产状平缓 8°-15°，背斜北翼陡，倾向北西西，倾角（65°-70°），倾向南，稍向南移动，倾角即很快变缓（10°-15°），背斜翼部上新统被一走向断裂切割。

线路经过地段地层内的褶皱及单斜构造带不仅发育，断裂也很发育，一般断裂走向以东西向或近东西向为主，断裂性质以逆断层或逆掩断层为主，断层形成分别受各构造运动的影响，并多具有继承性，大部分断层位于背斜轴部，断层层面北倾，倾角为高角度。

4.1.5 区域水文地质

4.1.5.1 地表水

本项目区域内的地表河流主要有自北向南的喀拉玉尔滚河，由山区降水、融雪水补给。勘察区内季节性冲沟发育，在冲洪积平原区多形成短程宽浅型冲沟；在山前丘陵和低山区冲刷作用较强，沟谷较深。勘察区径流主要为大气降水补给，其流量随降水强度而异，暴雨形成的洪水对勘察区内冲沟有一定的冲刷侵蚀作用。该地区降水量的特点是山区多于平原区，且山区降雨量是平原区的 5～6 倍，是洪水形成的根源，由于山坡植被贫乏，沟道坡降大，保水蓄水能力极差，夏季一旦有较大降雨，在短时间内就形成极强的洪水径流。其特点是：历时短，流速急，夹杂石块泥沙，危害大，对管道建设有一定的不利影响。

喀拉玉尔滚河：源于南天山的托木尔峰东侧的琼库孜巴依峰南麓，由大小库孜巴依河及克日古依勒克沟等三条支流在柯尔克孜民族集居的博孜墩乡附近

汇流而成，山区积水面积 740km^2，主要补给形式为高山冰雪融水，山区降水及泉水。丰水期和枯水期随山区气候温度变化而异，具有流程短，流量小，径流年际变化小的特点，属山溪型河流。河道全长 95.5km，山口以上 50.5km 范围，四周高山环绕，山高谷深，河谷大部分为 V 型-U 型，谷底纵坡陡，落差大，水流急，每年 7-8 月为丰水期，平均流量 2.3 m³/s，年平均径流量 2.4 亿 m³左右。但由于地表水季节性供需不平衡，严重阻碍农业发展。

本项目没有管线穿越喀拉玉儿滚河。

4.1.5.2 地下水

根据资料本项目位于天山南麓，从地下水赋存条件，水理性质及水力特征，将项目区划分为第四系松散岩类孔隙水和中生界与第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间水两大类。

（1）第四系松散岩类孔隙水

该类含水层为第四系冲、洪积物，分布于河谷的一级阶地，河漫滩及现代河床相的漂砾、卵砾石层构成河谷潜水的良好含水层。其厚度一般大于 10m，沿河谷分布的潜水埋藏深度在 10m 左右，但宽度仅 300m～400m，单井涌水量可达 1500 t/d～2300t/d，在个别基地抬高地段潜水溢出回归成泉，流量达 3.59 L/s～198.4L/s。

（2）中生界与第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间水

第三系裂隙孔隙层间水受构造条件的严格控制，近东西向雁行排列的紧闭褶皱与背斜轴部的高角度逆断层，将第三系层间承压水沿直线褶皱带分割开来，既是裂隙孔隙承压（自流）水构造，同时又是基岩山区与山间盆地地下水的隔水屏障。该类地下水主要分布在阿德儿低中山区和克拉 2 低山-丘陵区，由上新统细中砂岩夹砂砾岩、细砂岩、粗中砂岩构成层间含水层，含水岩组厚度 25.5m，承压水位埋深 19.87m，单位涌水量 0.009～0.011L/s.m，钻孔最大涌水量 17.28t/d，水质极差，为矿化度 14.62g/L 的 Cl-SO_4-Na 型水。

（3）地下水的补给、径流、排泄条件

本项目所在区域地质构造、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，从山区、山间盆地到山前平原存在着明显的水分和热量分布的垂直分带性，即山区寒冷而润滑，山前干燥而热量充沛，其水热

特点又决定了补、径、排的地带性规律。项目所在区域的低中山区、低山-丘陵区是基岩裂隙水和溶蚀裂隙水的补给、短途径流区，各山体两侧的沟谷则为其排泄区，即地下水补给河水。

4.1.6 地震

本区地处新疆中部地震区—南天山地震区，区内地震活动强度大、频率高。公元 838 年-2000 年共发生 4.7 级以上地震 391 次，其中 5 级-5.9 级地震 217 次；6.0 级-6.9 级地震 52 次；7.0 级-7.9 级地震 3 次；8 级以上地震 1 次。根据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015），地震动反应谱特征周期为 0.40s，地震动峰值加速度 0.20g，地震设防烈度Ⅶ。

4.1.7 自然资源

（1）植被类型及资源

克拉苏气田博孜 3 区块位于新疆阿克苏地区温宿县。按中国植被区划，项目区属新疆荒漠区南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏-库尔勒州。

项目区植被稀疏，植被群落组成简单，多为肉汁、深根、耐旱的小半灌木和灌木，以麻黄、琵琶柴、假木贼、合头草、猪毛菜等为主，覆盖度常常不到 5%。植物资源利用率低。

（3）动物资源

项目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。

项目区北部的中山带（海拔 1800-2600m）野生动物资源丰富，每年冬季，有大批野生动物如盘羊、野山羊、鹅喉羚、野猪、狼、狐狸等野生动物从高海拔区域迁徙至此区域。而项目区和管线区域由于植被稀疏和人为活动等因素，很难见到有大型兽类活动。

本项目区域范围内，常年受人为扰动，区域内已无国家及自治区级的保护动物或需要特殊保护的自然景观，项目的建设不会对当地的自然环境产生影响。

4.1.8 环境敏感区调查

本项目位于天山南麓，所处区域为山前冲洪积扇的中上游地带，主要为荒漠生态系统。评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，但项目所在区域分布有世界自然遗产、自然保护区和地质公园等环境敏感区、

4.1.8.1 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 8.5km。

4.1.8.2 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 7.6km。

4.2.6.3 新疆温宿盐丘国家地质公园

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

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

项目区距离盐丘国家地质公园 8.6km。

4.1.9 社会环境概况

温宿县地处南北交通要道，是古丝绸之路上的著名商埠，有着悠久的历史。

南疆铁路、国道 314 自东向西穿境而过，县城距民航机场 3km，距地域性中心城市阿克苏市 10km，距首府乌鲁木齐市 1016km。

温宿县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区北部，地处天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地北缘。温宿县东与拜城县交界，南和阿克苏市毗邻，西与乌什县相连，北同吉尔吉斯斯坦共和国接壤。行政建制为五乡五镇、七个农林牧场，总面积为 1.42 万 km^2，总人口 23.39 万人，主要有维吾尔、汉、回、柯尔克孜等 21 个民族，其中维吾尔族占 74%，汉族占 24%，其他少数民族占 2%。

2017 年，县城实际居住人口 5 万余人，主要建成区建设用地 5.2km^2，温宿县城温宿镇是县人民政府所在地，是全县的政治、经济、文化的中心，是阿克苏市的卫星城，以建材酿造、农副产品深加工为主的具有旅游特色的园林城市。

温宿县的经济结构以农业生产为主体，农、林、牧相结合，是阿克苏地区重要的农业生产基地。近些年来，工业生产以建材、煤炭、制酒、制约、化工等中小型企业为主的工业生产也有较快的发展。

全县完成地方生产总值 29.9 亿元，其中：一产 13.9 亿元；二产 6.7 亿元；三产 9.3 亿元。完成全社会固定资产投资 27.7 亿元；完成全口径地方财政一般预算收入 3.64 亿元，其中完成地方财政一般预算收入 2.29 亿元；城镇居民人均可支配收入 16478 元；农牧民人均纯收入 8826.2 元；完成二氧化硫和化学需氧量等主要污染物减排目标。

农牧业现代化深入推进。农村经济实力明显增强，2016 年总收入 33.99 亿元，增加 6.7 亿元。“四大基地”建设步伐进一步加快，全年种植粮食 45.9 万亩，总产 24.3 万吨；棉花 52.5 万亩，总产 6 万吨；新增人工造林 14 万亩，林果总面积 80.28 万亩，果品总产 16.83 万吨；牲畜出栏 52 万头（只），家禽 365 万羽，产肉 1.78 万吨，产奶 1.69 万吨，产蛋 0.155 万吨。农业科技支撑力不断增强，新增高效节水面积 8.3 万亩、生态治理面积 1 万亩，改造低产田 5316 亩，设施农业亩均效益突破 4000 元，农业机械化率达 77.39%。强农惠农政策全面落实，人均劳务创收 530.96 元，落实农机购置补贴 1210 万元，新建安居房 4287 户，启动定居兴牧 300 户，农林牧场危房改造 1335 户。引进落户农副产品加工企业 15 家，农副产品电子商务销售平台建设顺利推进，建设农副产品外销点 163 个。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 区生态环境特征

（1）生态功能区划

克拉苏气田博孜 3 区块隶属新疆阿克苏地区温宿县。

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。博孜区生态功能区划见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1　　项目区生态功能区划表

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				
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	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
		天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施
		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

克拉苏气田是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，该区域主要生态服务功能为水源补给、生物多样性维护、土壤保持、天然气资源开发、煤炭资源开发、土壤保持、荒漠化控制、旅游、农产品生产、水文调蓄等，主要生态环境问题为水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏、矿业开发造成环境污染与植被破坏、局部土壤盐渍化，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。

（2）生态环境特征

现场调查可知，博孜 3 区域生态环境具有以下特点：

①博孜气田地处拜城盆地，地势呈西北高，东南低，海拔在 2900～1400m 之间，地貌从低山丘陵、山前冲洪积倾斜平原，过渡到冲积平原，地形略有起伏。项目区分布有自然保护区、国家地质公园等敏感区域。

②博孜气田区大部分土地利用类型为低覆盖度草地和戈壁，以荒漠草原生态系统为主，生态系统较为简单。目前人为干扰较小，基本保持自然生态环境，生态完整性较好。

③气田开发建设过程中地表建筑物的建设、道路的修建、采气树的增多、管道的敷设等，均使土地利用格局发生变化，虽然景观的基质不会发生根本性变化，但人文主导下的斑块和廊道的数量及面积显著增多。

从生态环境脆弱性分析，评价区域处于塔里木盆地北部荒漠、绿洲防风固沙功能区，从该区整体情况来看，区域生态环境的结构和功能属于中度脆弱区，生态脆弱性体现在生态系统抗干扰能力差和自然恢复能力极弱。在干旱荒漠区的大背景下，植被种类单一，荒漠在现有水资源条件下，对人为地表和植被破坏等外界干扰仍然敏感，并易于演化为生物多样性减少，植物初级生产力降低的次一级脆弱类型。

（3）博孜区生态环境概况

博孜区遥感影像见图 4.2-2，区域内地形地貌、地表土壤、植被等生态要素特点见表 4.2-2。

表 4. 2-2　　本项目生态环境概况表

区块	建设内容	地形地貌	土壤	植被类型	土地利用
博孜 3	开发新钻井 2 口，改建集气站 2 座，单井集输管线 4km，道路 3.4km	低山丘陵、山前冲洪积倾斜平原	棕钙土	以典型的荒漠植被为主，主要为假木贼，库车锦鸡、猪毛菜、琵琶柴，另生长有少量麻黄。植被覆盖度约为 7.5%，局部最高可达 15%。集气干线有部分农田，主要种植玉米。	低覆盖度草地

克拉苏气田博孜 3 区块位于北部的低山丘陵区，主要土地利用类型为低覆盖度草地，土壤类型是棕钙土，以典型的荒漠植被为主，主要为假木贼，库车锦鸡、猪毛菜、琵琶柴，植被覆盖度约为 7.5%，局部最高可达 15%。

4.2.2 土壤环境现状调查

4.2.2.1 土壤分布类型

项目所在地土壤主要为棕钙土。主要的土壤类型见图 4.2-3。

棕钙土发育在山前冲积洪积平原中上部，是博孜气田区分布面积最大的土壤类型。棕钙土是在黄土状冲积洪积母质上和半荒漠干草原气候条件下形成的地带性土壤，分布区夏季温和而干燥，冬季寒冷多风，因此植物种类少，形成旱生或超旱生荒漠化干草原，植被盖度为 20-40%，生物积累较栗钙土弱，有机质来源少，含量 1.2-2%。土壤可溶性盐分和石灰淋洗也很微弱，一部分地区地表盐分残留量较高，形成明显的盐斑结皮，出现程度不同的盐渍化现象，盐分含量 0.2-1.5%，钙结层出现在心土层和底土层，石灰含量 7-11%。

4.2.2.2 土壤环境质量现状监测与评价

（1）监测布点

土壤环境现状监测情况见表 4.2-3。

表 4.2-3　　土壤监测点位坐标一览表

监测点位	监测要求	监测因子
BZ3-H4 井占地范围内 1#	柱状样：0-0.5m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+石油烃
	柱状样：0.5-1.5m	石油烃
	柱状样：1.5-3.0m	石油烃
BZ3-H4 井占地范围内 2#	表层样：0-0.2m	石油烃
BZ3-H4 井占地范围外 3#	表层样：0-0.2m	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、石油烃
博孜 3 井占地范围内 4#	柱状样：0-0.5m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+石油烃
	柱状样：0.5-1.5m	石油烃
	柱状样：1.5-3.0m	石油烃
博孜 301 占地范围内 7#	柱状样：0-0.5m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+石油烃
	柱状样：0.5-1.5m	石油烃
	柱状样：1.5-3.0m	石油烃
博孜 301 占地范围外 8#	表层样：0-0.2m	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、石油烃

（2）监测时间和频次

监测时间：2021 年 7 月 26 日，监测 1 次；

监测单位：新疆新环监测检测研究院（有限公司）。

（3）监测方法

各监测项目采样及分析方法，均按《环境监测分析方法》及《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）的要求进行。

（4）土壤监测结果

土壤监测监测结果及评价结果见 4.2-4、表 4.2-5、表 4.2-6。

表 4. 2-4　　博孜 3 集气站土壤环境监测结果

序号	监测项目	监测单位	博孜 3 集气站内柱状样（0-0.5m）		标准限值（mg/kg）
			监测值	Pi	
1	石油烃	mg/kg	270	0.06	4500
2	砷	mg/kg	14.8	0.247	60
3	镉	mg/kg	0.10	0.002	65
4	六价铬	mg/kg	＜0.5	0.088	5.7
5	铜	mg/kg	31	0.002	18000
6	铅	mg/kg	11.0	0.014	800
7	汞	mg/kg	0.046	0.001	38
8	镍	mg/kg	31	0.034	900
9	四氯化碳	μg/kg	＜1.3	＜4.6E-04	2.8
10	三氯甲烷（氯仿）	μg/kg	＜1.1	＜0.002	0.9
11	氯甲烷	μg/kg	＜1.0	＜2.7E-05	37
12	1,1-二氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.3E-04	9
13	1,2-二氯乙烷	μg/kg	＜1.3	＜2.6E-04	5
14	1,1-二氯乙烯	μg/kg	＜1.0	＜1.5E-05	66
15	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.3	＜2.2E-06	596
16	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.4	＜2.6E-05	54
17	二氯甲烷	μg/kg	＜1.5	＜2.4E-06	616
18	1,2-二氯丙烷	μg/kg	＜1.1	＜2.2E-04	5
19	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.2E-04	10
20	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.8E-04	6.8
21	四氯乙烯	μg/kg	＜1.4	＜2.6E-05	53
22	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	＜1.3	＜1.5E-06	840
23	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-04	2.8
24	三氯乙烯	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-04	2.8
25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	＜1.2	＜2.4E-03	0.5
26	氯乙烯	μg/kg	＜1.0	＜2.3E-03	0.43
27	苯	μg/kg	＜1.9	＜4.8E-04	4

28	氯苯	μg/kg	＜1.2	＜4.4E-06	270
29	1,2-二氯苯	μg/kg	＜1.5	＜2.7E-06	560
30	1,4-二氯苯	μg/kg	＜1.5	＜7.5E-05	20
31	乙苯	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-05	28
32	苯乙烯	μg/kg	＜1.1	＜8.5E-07	1290
33	甲苯	μg/kg	＜1.3	＜1.1E-06	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	＜1.2	＜2.1E-06	570
35	邻二甲苯	μg/kg	＜1.2	＜1.9E-06	640
36	硝基苯	mg/kg	＜0.09	＜1.2E-03	76
37	苯胺	mg/kg	＜0.1	＜3.8E-04	260
38	2-氯酚	mg/kg	＜0.06	＜2.7E-05	2256
39	苯并〔a〕蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-03	15
40	苯并〔a〕芘	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-02	1.5
41	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	＜0.2	＜1.3E-02	15
42	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.6E-04	151
43	䓛	mg/kg	＜0.1	＜7.7E-05	1293
44	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-02	1.5
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-03	15
46	萘	mg/kg	＜0.09	＜1.3E-03	70
47	石油烃	mg/kg	博孜 3 集气站内柱状样（0.5-1.5m）		4500
			24	0.005	
48	石油烃	mg/kg	博孜 3 集气站内柱状样（1.5-3.0m）		4500
			20	0.004	

表 4. 2-5　　博孜 301 集气站土壤环境监测结果

序号	监测项目	监测单位	博孜 301 集气站柱状样（0-0.5m）		标准限值（mg/kg）
			监测值	Pi	
1	石油烃	mg/kg	19	0.004	4500
2	砷	mg/kg	11.6	0.193	60
3	镉	mg/kg	0.20	0.003	65
4	六价铬	mg/kg	＜0.5	0.088	5.7
5	铜	mg/kg	24	0.002	18000
6	铅	mg/kg	19.8	0.025	800
7	汞	mg/kg	0.065	0.002	38
8	镍	mg/kg	21	0.023	900
9	四氯化碳	μg/kg	＜1.3	＜4.6E-04	2.8
10	三氯甲烷（氯仿）	μg/kg	＜1.1	＜0.002	0.9
11	氯甲烷	μg/kg	＜1.0	＜2.7E-05	37
12	1,1-二氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.3E-04	9
13	1,2-二氯乙烷	μg/kg	＜1.3	＜2.6E-04	5
14	1,1-二氯乙烯	μg/kg	＜1.0	＜1.5E-05	66

15	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.3	＜2.2E-06	596
16	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.4	＜2.6E-05	54
17	二氯甲烷	μg/kg	＜1.5	＜2.4E-06	616
18	1,2-二氯丙烷	μg/kg	＜1.1	＜2.2E-04	5
19	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.2E-04	10
20	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.8E-04	6.8
21	四氯乙烯	μg/kg	＜1.4	＜2.6E-05	53
22	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	＜1.3	＜1.5E-06	840
23	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-04	2.8
24	三氯乙烯	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-04	2.8
25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	＜1.2	＜2.4E-03	0.5
26	氯乙烯	μg/kg	＜1.0	＜2.3E-03	0.43
27	苯	μg/kg	＜1.9	＜4.8E-04	4
28	氯苯	μg/kg	＜1.2	＜4.4E-06	270
29	1,2-二氯苯	μg/kg	＜1.5	＜2.7E-06	560
30	1,4-二氯苯	μg/kg	＜1.5	＜7.5E-05	20
31	乙苯	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-05	28
32	苯乙烯	μg/kg	＜1.1	＜8.5E-07	1290
33	甲苯	μg/kg	＜1.3	＜1.1E-06	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	＜1.2	＜2.1E-06	570
35	邻二甲苯	μg/kg	＜1.2	＜1.9E-06	640
36	硝基苯	mg/kg	＜0.09	＜1.2E-03	76
37	苯胺	mg/kg	＜0.1	＜3.8E-04	260
38	2-氯酚	mg/kg	＜0.06	＜2.7E-05	2256
39	苯并〔a〕蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-03	15
40	苯并〔a〕芘	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-02	1.5
41	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	＜0.2	＜1.3E-02	15
42	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.6E-04	151
43	䓛	mg/kg	＜0.1	＜7.7E-05	1293
44	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-02	1.5
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-03	15
46	萘	mg/kg	＜0.09	＜1.3E-03	70
47	石油烃	mg/kg	博孜 301 集气站内柱状样（0.5-1.5m）		4500
			22	0.005	
48	石油烃	mg/kg	博孜 301 集气站内柱状样（1.5-3.0m）		4500
			20	0.004	
博孜 301 集气站外表层样（0-0.2m）					
49	pH	无量纲	8.07	-	-
50	砷	mg/kg	13.1	0.52	25
51	镉	mg/kg	0.23	0.38	0.6
52	六价铬	mg/kg	＜0.5	0.002	250
53	铜	mg/kg	27	0.27	100

54	铅	mg/kg	36.1	0.21	170
55	汞	mg/kg	0.099	0.03	3.4
56	镍	mg/kg	28	0.15	190
57	石油烃	mg/kg	132	0.03	4500

表 4. 2-6　　BZ3-H4 井土壤环境监测结果

序号	监测项目	监测单位	BZ3-H4 柱状样（0-0.5m）		标准限值（mg/kg）
			监测值	Pi	
1	石油烃	mg/kg	23	0.005	4500
2	砷	mg/kg	13.5	0.225	60
3	镉	mg/kg	0.13	0.002	65
4	六价铬	mg/kg	＜0.5	0.088	5.7
5	铜	mg/kg	26	0.001	18000
6	铅	mg/kg	23.7	0.029	800
7	汞	mg/kg	0.052	0.001	38
8	镍	mg/kg	27	0.03	900
9	四氯化碳	μg/kg	＜1.3	＜4.6E-04	2.8
10	三氯甲烷（氯仿）	μg/kg	＜1.1	＜0.002	0.9
11	氯甲烷	μg/kg	＜1.0	＜2.7E-05	37
12	1,1-二氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.3E-04	9
13	1,2-二氯乙烷	μg/kg	＜1.3	＜2.6E-04	5
14	1,1-二氯乙烯	μg/kg	＜1.0	＜1.5E-05	66
15	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.3	＜2.2E-06	596
16	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.4	＜2.6E-05	54
17	二氯甲烷	μg/kg	＜1.5	＜2.4E-06	616
18	1,2-二氯丙烷	μg/kg	＜1.1	＜2.2E-04	5
19	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.2E-04	10
20	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜1.8E-04	6.8
21	四氯乙烯	μg/kg	＜1.4	＜2.6E-05	53
22	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	＜1.3	＜1.5E-06	840
23	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-04	2.8
24	三氯乙烯	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-04	2.8
25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	＜1.2	＜2.4E-03	0.5
26	氯乙烯	μg/kg	＜1.0	＜2.3E-03	0.43
27	苯	μg/kg	＜1.9	＜4.8E-04	4
28	氯苯	μg/kg	＜1.2	＜4.4E-06	270
29	1,2-二氯苯	μg/kg	＜1.5	＜2.7E-06	560
30	1,4-二氯苯	μg/kg	＜1.5	＜7.5E-05	20
31	乙苯	μg/kg	＜1.2	＜4.3E-05	28
32	苯乙烯	μg/kg	＜1.1	＜8.5E-07	1290
33	甲苯	μg/kg	＜1.3	＜1.1E-06	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	＜1.2	＜2.1E-06	570
35	邻二甲苯	μg/kg	＜1.2	＜1.9E-06	640

36	硝基苯	mg/kg	＜0.09	＜1.2E-03	76
37	苯胺	mg/kg	＜0.1	＜3.8E-04	260
38	2-氯酚	mg/kg	＜0.06	＜2.7E-05	2256
39	苯并〔a〕蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-03	15
40	苯并〔a〕芘	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-02	1.5
41	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	＜0.2	＜1.3E-02	15
42	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.6E-04	151
43	䓛	mg/kg	＜0.1	＜7.7E-05	1293
44	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-02	1.5
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	＜0.1	＜6.7E-03	15
46	萘	mg/kg	＜0.09	＜1.3E-03	70
47	石油烃	mg/kg	BZ3-H4 井场内柱状样（0.5-1.5m）		4500
			18	0.004	
48	石油烃	mg/kg	BZ3-H4 井场内柱状样（1.5-3.0m）		4500
			16	0.004	
49	石油烃	mg/kg	BZ3-H4 井场内表层样（0-0.2m）		4500
			18	0.004	
BZ3-H4 井场外表层样（0-0.2m）					
50	pH	无量纲	8.68	-	-
51	砷	mg/kg	13.2	0.53	25
52	镉	mg/kg	0.17	0.28	0.6
53	六价铬	mg/kg	＜0.5	0.002	250
54	铜	mg/kg	25	0.25	100
55	铅	mg/kg	26.3	0.15	170
56	汞	mg/kg	0.071	0.02	3.4
57	镍	mg/kg	27	0.14	190
58	石油烃	mg/kg	16	0.004	4500

从评价结果可以看出，井场、站场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。井场、站场外土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值。

4.2.2.3 土壤侵蚀现状调查与评价

项目所在的温宿县属自治区重点监督区，根据《温宿县水土保持规划》，项目区地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属典型温带大陆性干旱气候。气候特征：气候干旱、降雨稀少、冬寒夏热、日温差大、日照丰富，大风较多。博孜气田

区土壤侵蚀类型为水力、风力交错侵蚀，侵蚀强度为中度，侵蚀模数为 2750 $t/km^2 \cdot a$。

4.2.3 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以 Landset TM8 卫星接收到的 30 m 左右的高分辨率影像为基础，利用光谱对绿色比较敏感的原理，采用引自中科院地理所 96-B02-01-02 专题组建立的土地资源人机交互判读分析各区域标志，通过人机交互式图像解译，实现影像信息的判读，制作土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。博孜气田土地利用现状图见图 4.2-4 和表 4.2-7。

表 4.2-7　　博孜气田区土地面积表

分 类		面积（公顷）	占气田比例（%）
类	类型		
耕地	旱地	1759.69	22.99
草地	中覆盖度草地	207.68	2.71
	低覆盖度草地	3479.77	45.47
建设用地	农村居民点	26.66	0.35
未利用地	戈壁	1687.88	22.06
	盐碱地	78.16	1.02
	裸土地	170.49	2.23
	裸岩石砾地	69.26	0.91
水域	河渠	28.56	0.37
	滩地	144.78	1.89
合计		7652.93	100

从土地利用现状表可以看出，博孜气田区评价范围内低覆盖度草地占到了项目区土地利用类型面积的 45.47%，戈壁占地比例约为 22.06%，耕地比例约为 22.99%，其他类型地占评价区的比例非常低。

4.2.4 区域植被现状调查

4.2.4.1 区域自然植被区系类型

按中国植被区划，博孜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分布着典型的盐柴类荒漠，主要是灌木、半灌木及小半灌木。规划区南部为为绿洲人工植被。

评价区高等植被有 27 种，分属 9 科，（详见表 4.2-8）。根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 1 种，膜果麻黄为自治区Ⅰ级保护植物，在规划区零星分布。

表 4. 2-8　　评价区主要高等植物名录

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

4. 2. 4. 2 气田区植被类型

实地调查结果表明，博孜气田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、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等，本区灌丛

植被的建群种或优势种，具有明显的防治水土流失的作用。博孜气田区植被类型见图 4.2-5。植被单元划分如下：

（1）低山丘陵

博孜气田区东北部位于低山丘陵区，地势相对高差 150-200m，地形起伏较大，土壤主要为棕钙土，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。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

博孜气田西南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

博孜气田区东部属于木扎提河冲积平原，主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等。

博孜气田区主要植被群落有五种，分别介绍如下：

（1）膜果麻黄群系

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

（2）琵琶柴群系

这一群系在天山南坡分布在海拔 1500m-2000m 的山麓洪积扇上部和山前的低山带，它所处土壤为砾质石膏棕漠土，琵琶柴在群落中形成高 30-50cm 的

层片，从属片层则由膜果麻黄所形成，群落种类组成简单，群落总盖度 15%左右，伴生植物有合头草、盐爪爪等。

（3）合头草群系

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

（4）盐爪爪群系

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

（5）短叶假木贼群系

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

在项目区内主要分布的 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。

4.2.4.3 植物多样性调查

（1）植物分布现状调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、株数、盖度、高度、建群种等信息，并记录生境特征，拍摄群落照片。本次评价共调查样方 1 个，现场调查植被样方见表 4.2-9。

表 4.2-9　　植被样方（10×10m²）　　海拔 1575m

位置	植物名称	株高（cm）		覆盖度（%）	生物量
		最大	平均		
博孜 3 集气站	琵琶柴	30	20	3	15000g
	库车锦鸡儿	60	30	2	
	膜果麻黄	30	10	2	
	短叶假木贼	10	8	1	
	猪毛菜	10	8	2	

	
样地概貌	琵琶柴

4.2.4.4 植被利用现状

博孜气田区属于砂砾质温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木和半灌木组成，主要是琵琶柴、麻黄、假木贼、猪毛菜等。草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，五等八级来评价草场等级。据调查，项目区草场为春秋草场，未分给个人，畜牧转场时提供草料。根据实地调查，博孜气田区大部分草场属于五等 6 级草场，植被覆盖度约为 10%，平均鲜草量 1500kg/hm^2。

4.2.5 野生动物现状评价

博孜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 4.2-10。

表 4.2-10　　项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	Bufo viridis		++	++		
南疆沙蜥	Phrynocephalus forsythi		++			
密点麻蜥	Eremias multiocellata		++			
荒漠麻蜥	Eremias przewalskii		++			
红沙蟒	Eryx miliaris				+	
鸟类	32 种					
鸢	*Milvus korschun*	R	＋	＋	＋	
苍鹰	*Accipiter gentiles*	B	±	±	＋	
普通鵟	*Buteo buteo*	W	＋	＋	＋	
红隼	*Falco tinnunculus*	R	＋	＋	＋	

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

注：（1）R——留鸟　　B——繁殖鸟　　W——冬候鸟　　S——夏候鸟

（2）±：偶见种类　　＋：常见种　　++：多见种

经过咨询当地林业局野生动物保护科以及当地环保局等单位，该区域共有国家级重点保护动物 5 种，其中地区特有种中塔里木兔被列入保护名录。见表 4.2-11。

表 4. 2-11　　项目区重点保护动物及分布情况

物种	保护级别	区域分布情况	生活习性
鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）	国家 II 级	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和外输管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51±0.11 只/km^2	春夏季节项目区鹅喉羚主要在北部山区活动，秋冬季节鹅喉羚多集 4-8 只小群或分散至项目气田区活动，从晨昏至午夜不断采食。
塔里木兔（*Lepusyarkandensis*）	国家 II 级	项目区塔里木兔主要分布在农田绿洲区内，农田绿洲区有丰富的食源，项目所在戈壁荒漠不属于塔里木兔的主要繁殖地和栖息地。	塔里木兔又叫南疆兔、莎车兔，没有亚种分化，是中国的特产物种，塔里木兔是典型的荒漠地带物种，栖息在塔里木盆地海拔 900~1200m 的河流和湖泊附近，以及沿河两岸的胡杨和红柳林中，挖掘芦苇、罗布麻、甘草、骆驼刺等植物的根为食，白天则隐匿于灌丛之下，常集中到河边饮水，喜食灌木、半灌木的外皮、幼嫩枝条和绿草等。
鸢（*Milvus korschun*）	国家 II 级	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。国内分布几遍及各地，终年留居。在项目区北部的山区及南部的农田绿洲边缘常见。	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。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。
苍鹰（*Accipiter gentiles*）	国家 II 级	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。在项目区北部的山区森林中及南部的农田绿洲林木生	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、鸠鸽类和其他中小形鸟类的猎物，则迅速俯冲，呈直线追击，用利爪抓

物种	保护级别	区域分布情况	生活习性
		长区有分布。	捕猎获物。
红隼（*Falco tinnunculus*）	国家 II 级	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，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，在项目区北部的山区及南部的农田绿洲区有分布。	以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。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。

经过林业、农业部门咨询和沿途踏勘、访谈，拟建项目评价范围内，有国家二级保护动物鹅喉羚分布。鹅喉羚在整个气田区均有分布，分布范围广，分布数量较多。

4.2.6 生态敏感区现状调查

根据现场调查和资料收集，博孜 3 井西北距离新疆托木尔峰国家级自然保护区边界 7.6km，西南距温宿盐丘国家地质公园边界 8.6km。距离新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）边界 8.5km。

4.2.8 生态环境现状小结

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），规划区属于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。气田地处拜城盆地，地势呈西北高，东南低，海拔在 2900～1800m 之间，地貌从山前丘陵、山前冲洪积倾斜平原，过渡到冲积平原，地形略有起伏。气田范围大部分土地利用类型为低覆盖度草地和戈壁，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。目前人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。博孜 3 区块主要是棕钙土。

4.3 环境空气质量现状

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区拜城县、温宿县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

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

表 4.3-1　　区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均	7	60	11.7	达标
NO_2	年平均	31	40	77.5	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1900	4000	47.5	达标
O_3	第 90 百分位数日平均	130	160	81.3	达标
$PM_{2.5}$	年平均	39	35	**111.4**	超标
PM_{10}	年平均	101	70	**144.3**	超标

注：监测数值中 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O_3 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O_3 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：阿克苏地区 2019 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 7μg/m³、31μg/m³、101μg/m³、39μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.9mg/m³，O3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 130μg/m³；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{10}、$PM_{2.5}$。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。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对项目区环境空气中特征污染物进行了监测。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m^3

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
BZ3-H4		非甲烷总烃、硫化氢	2021 年 8 月 18 日至 2021 年 8 月 24 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。
博孜 3 集气站			
博孜 301 集气站			

（2）监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

（3）监测时间及频次

本次评价环境空气质量的现状监测时间为 2021 年 8 月 18 日-24 日，连续监测七天。硫化氢、非甲烷总烃小时平均浓度每天监测 4 次，每小时至少有 45 分钟采样时间。

（4）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

表 4.3-3　　大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m^3）
1	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

（5）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m^3 作为环境质量标准限值；H_2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m^3）。

（6）评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：P_i—污染物 i 的占标率；

C_i—污染物 i 的实测浓度，mg/m^3；

C_{0i}—污染物 i 的评价标准，mg/m^3。

（7）监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　非甲烷总烃监测结果统计一览表　　单位：mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
BZ3-H4	H_2S	1h 平均	0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.54~0.91	45.5	0	达标
博孜 3 集气站	H_2S	1h 平均	0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.53~0.91	45.5	0	达标
博孜 301 集气站	H_2S	1h 平均	0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.53~0.92	46.0	0	达标

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 声环境现状监测

（1）监测点位布设

为了解本区域声环境现状情况，本项目共布设声环境质量现状监测点 3 个点：BZ3-H4、博孜 3 集气站、博孜 301 集气站。监测点具体位置详见图 4.3-1。

（2）监测方法

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

（3）监测时间

监测时间为 2021 年 8 月 19 日~年 8 月 20 日。

（4）评价方法

采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准进行评价。

4.4.2 声环境质量评价现状

声环境质量的现状监测与评价结果见表 4.3-5。

表 4.3-5　　声环境监测及评价结果　　单位：dB(A)

监测点名称	监测时间	测量结果（dB(A)）				评价结果
		昼间		夜间		
		实测值	标准值	实测值	标准值	
BZ3-H4	2021.8.19	45.3	60	43.7	50	达标

		2021.8.20	44.6		42.6		达标
博孜 301 集气站	西侧	2021.8.19	43.6		43.5		达标
		2021.8.20	42.8		40.2		达标
	南侧	2021.8.19	44.2		42.7		达标
		2021.8.20	43.6		41.6		达标
	东侧	2021.8.19	42.5		40.6		达标
		2021.8.20	43.1		40.7		达标
	北侧	2021.8.19	45.2		43.5		达标
		2021.8.20	44.7		42.1		达标
博孜 3 集气站	北侧	2021.8.19	43.6		41.7		达标
		2021.8.20	43.8		41.8		达标
	东侧	2021.8.19	42.7		40.6		达标
		2021.8.20	41.9		39.7		达标
	南侧	2021.8.19	44.2		42.5		达标
		2021.8.20	44.5		41.9		达标
	西侧	2021.8.19	41.7		39.5		达标
		2021.8.20	40.6		38.7		达标

根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境调查与评价

本项目评价范围内无地表水，因此不做现状监测。

4.5.2 地下水现状调查与评价

4.5.2.1 地下水质量现状监测

（1）监测地点

地下水监测点位为吾斯塘布衣村地下水井取水口、博孜墩乡地下水井取水口，委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行了现场采样和检测。

（3）监测项目及分析方法

本次监测项目包括水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)

执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

（3）监测时时间和频率

监测于 2021 年 8 月 20 日进行。

（4）评价标准

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

（5）评价方法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中地下水水质评价方法，采用标准指数法进行评价，标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

式中：

P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

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：

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

$$P_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \le 7.0$$

式中：

$P_{pH,j}$—第 j 个监测点 pH 值标准指数，无量纲；

pH_j—第 j 个监测点 pH 值监测；

pH_{su}—水质标准中 pH 值上限值；

pH_{sd}—水质标准中 pH 值下限值。

4.5.3.2 地下水环境质量现状评价

地下水监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6　　地下水环境质量现状监测结果统计与评价表

检测项目	单位	监测及评价结果				标准限值（III类）
		吾斯塘布衣村地下水井取水口		博孜墩乡地下水井取水口		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	
pH 值	无量纲	7.71	0.355	7.82	0.41	6.5~8.5
总硬度	mg/L	295	0.66	154	0.34	450
溶解性总固体	mg/L	646	0.646	304	0.304	1000
硫酸盐	mg/L	178	0.712	111	0.444	250
氯化物	mg/L	91.1	0.36	26.3	0.11	250
铁	mg/L	＜0.03	0.1	＜0.03	0.1	0.3
锰	mg/L	0.01	0.1	＜0.01	＜0.1	0.1
挥发酚	mg/L	＜0.0003	＜0.15	＜0.0003	＜0.15	0.002
耗氧量	mg/L	0.28	0.09	0.26	0.09	3.0
氨氮	mg/L	＜0.025	＜0.05	＜0.025	＜0.05	0.5
硫化物	mg/L	＜0.005	＜0.25	＜0.005	＜0.25	0.02
钠	mg/L	60.8	0.304	11.0	0.06	200
总大肠菌群	MPN/L	＜10	＜0.33	＜10	＜0.33	30
细菌总数	CFU/ml	37	0.37	35	0.35	100
亚硝酸盐氮	mg/L	＜0.003	＜0.003	＜0.003	＜0.003	1
硝酸盐（以氮计）	mg/L	1.93	0.1	2.36	0.12	20
氰化物	mg/L	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	0.05
氟化物	mg/L	0.574	0.574	0.590	0.59	1.0
汞	mg/L	＜0.00004	＜0.04	＜0.00004	＜0.04	0.001
砷	mg/L	0.0004	0.04	＜0.0003	＜0.03	0.01
镉	mg/L	＜0.001	＜0.2	＜0.001	＜0.2	0.005
六价铬	mg/L	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	0.05
铅	mg/L	＜0.01	＜1	＜0.01	＜1	0.01
石油类	mg/L	＜0.01	＜0.2	＜0.01	＜0.2	0.05
钾	mg/L	3.30	-	2.39	-	-
钙	mg/L	62.0	-	38.3	-	-
镁	mg/L	19.4	-	6.90	-	-
碳酸根	mmol/L	0.00	-	0.00	-	-
碳酸氢根	mmol/L	2.69	-	1.89	-	-

从表 4.2-5 可以看出，根据监测结果可知，各监测项目浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求，石油类浓度均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

5. 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响评价

本次博孜 3 区块项目的主要建设工程包括：井场、集气站和集输管线、道路的建设。除井场和集气站为永久性占地外，其它均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析博孜 3 区块建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）石油天然气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）在气田开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、集气站等）和线状（如集输管线和连接各站场的道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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　　气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	施工期（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

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

5.1.1 拟建项目与区域生态功能区划的符合性

博孜 3 区块内的评价内容包括钻井工程（气井 2 口）、气田内部集输工程（改

造集气站 2 座、采气管线 4km），道路 3.4km。

博孜 3 区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内。根据《全国生态功能区划》（修编版），项目区属于生态调节功能区，防风固沙功能区，天山南坡防风固沙功能区三级功能区。根据《新疆生态功能区划》博孜 3 区块属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。

该区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，该区域主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。

5.1.2 生态环境影响特征

气田开发过程是一项包含有钻井工程、井下作业工程、采气工程以及天然气集输等多种工艺的系统工程，一般气田开发是网状布局，因而不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响。从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发，项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响有以下特点：

（1）环境影响具有区域性特点，局限在不大的范围内，影响区域位于天山南麓山前冲积、洪积扇上，人烟稀少。

（2）项目呈点线状分布影响范围明确。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

根据工程生态影响环境特点和影响区域，划分两个评价单元，气田区和集输管线区。在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

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 5.1-2。

表 5.1-2　　拟建项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏
	钻井作业	地下水破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏

	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤植被
运营期	井场	-
	站场	-
	管道事故	-
	汽车运输及巡检	野生动物
闭井期	井场	-
	站场	-
	外输管线	-

气田开发对生态环境造成影响的可能途径如下：

（1）开发建设占地及对地表植被的破坏。

钻井、运输、地面工程建设主要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构功能。

在施工期工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线敷设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土地翻出埋放地表等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属于暂时性影响，使植被遭砍伐、被铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自燃性。

施工期工程施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，而井场、集气站、道路等地面建设属于永久性占地，将会使原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被的繁殖，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）开发生产过程中的污染物排放对生态环境的影响。

气田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形十分复杂，主要污染源在钻井过程、井下作业过程和天然气集输过程中形成的，污染源具有广泛分布、排放复杂，影响的全方位性、综合性与双重性，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）污染物事故排放对生态环境的影响。

气田开发过程中，由于人为因素和自然灾害的影响可能导致泄露事故，火灾、爆炸等。污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

（4）系统重建

气田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与气田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产生活。

5.1.3 占地影响分析

博孜 3 区块工程包括：改造集气站 2 座、新建井场 2 座。气田区工程均地处低覆盖度草地，主要为荒漠生态系统。根据估算，气田区占地统计表见 5.1-3。永久占地主要是井场和道路占地，临时占地主要为临时生活区和采气管线。项目新增永久占地面积 2.37hm²，临时占地面积 5.96hm²，总占地面积 8.33hm²。全部为荒漠草场，地表植被覆盖度较低，开发区域布局无环境限制性因素，布局合理。

表 5.1-3　　工程占地面积表

序号	工程内容	占地面积（hm^2）						合计（hm^2）
		永久占地			临时占地			
		低覆盖度草地	戈壁	耕地	低覆盖度草地	戈壁	耕地	
1	井场	0.84	-	-	1.60	-	-	2.44
2	临时生活区	-	-	-	0.48	-	-	0.48
3	管线	-	-	-	3.20	-	-	3.20
4	道路工程	1.53	-	-	0.68	-	-	2.21
小计		2.37	-	-	5.96	-	-	8.33
合计		2.37			5.96			8.33

项目永久占地占气田区生态评价面积的 0.64%，临时占地占气田生态评价区的 1.62%，工程占地占评价区范围总面积的比例很低，对当地的土地利用影响是微乎其微的。

5.1.4 对土壤环境影响

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

（1）钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要是排出的泥浆、钻井岩屑等。岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。

本工程全部采用泥浆不落地技术，井场内不设置岩屑池和泥浆池。岩屑随钻井泥浆带出，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进

行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场用于油区场地平整或铺垫道路；二开下部和三开为磺化水基泥浆，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注；四开、五开产生的油基泥浆拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后形成的成品油基泥浆符合钻井使用要求，处理后的固体加水搅拌形成块状固体后运至大北天然固体废物填埋场填埋。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑，进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

（2）管线临时占地对土壤环境的影响

采气管线 3.4km。其主要土壤类型为棕钙土。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：

① 对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层）远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

② 对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

③ 对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

（3）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会

对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠草场上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（4）固体废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻井泥浆、管道防腐材料，以及生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

5.1.5 水土流失影响分析

本工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

（1）管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

（2）道路和管道占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本工程所在区域温宿县属于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.6 对植被的影响分析

本工程对植被的影响主要在施工期的占地影响主要为井区管线和道路敷设产生的影响、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。博孜 3 区块经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。工程对植被的影响主要表现在一下几方面：

（1）工程占地造成的生物损失

工程新建井场 2 座，新建采气管线 4km；新建进场道路 3.4km，工程建设中

占地部分的植被将被彻底清除，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。

本工程临时占地面积 5.96hm^2，以井场、管线、道路工程施工临时占地为主。以每公顷生物量 750kg 计算，生物量损失约为 4.47t。

（2）污染物对植被的影响

在气田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及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。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为开发期的空气扬尘。

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

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

（3）事故排放对植被的影响

气田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和采出气泄漏，其产生的污染物排放均会对影响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气量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的凝析油越多，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，第二年会重新发芽生长。

如塔里木油田分公司的输油管线破裂事故，致使 40×60m^2 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶落叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

（4）人类活动对植被的影响

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

5.1.7 对野生动物的影响分析

气田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设工程对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程站场建设的各个过程，气田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

博孜 3 区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.8 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.9 生态系统完整性和生态景观影响评价

本工程开发建设，加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于气田的开发植被覆盖度降低，同时气田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使气田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

评价区基质单调，在干旱环境大背景下，土壤、植被类型单一，大风和风沙是比较严重的一种气象灾害，以春季和夏初的大风沙给农业生产、水利设施和人民生活等造成不同程度的危害，大风对作物的危害主要表现在风力机械破坏作用和细沙土的侵打破坏，偏西暴风形成全境风灾，轻灾有浓厚的浮尘和细沙土，重灾摧枯拉朽、覆盖作物、填埋渠道。

荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

本工程开发过程中永久性占地主要为低覆盖度草地，戈壁荒漠被永久性地构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了，对于整个气田开发区来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

由以上分析可知，项目开发区的基质主要为单一的荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。气田设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

5.1.10 生态影响小结

本工程工程建设地点距离特殊生态敏感区和重要生态敏感区较远，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目新增永久占地面积 2.37hm2，临时占地面积 5.96hm2，气田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有气田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 环境空气影响分析

5.2.1 污染气象特征分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本工程核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程工程位于阿克苏地区温宿县，因此本次以收集温宿县的地面观测数据进行分析。

（1）区域气象统计资料

本次评价以温宿县气象站近 30 年的气象数据为依据，分析本工程所在区域的气象特征，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的要求。统计结果分析见表 5.2-1。

表 5.2-1　　区域气象要素一览表

序号	项目	单位	气象指标
1	年平均气温	℃	10.1
2	极端最高气温	℃	40.9
3	极端最低气温	℃	-36.5
4	年平均降雨量	mm	65.4
5	年平均蒸发量	mm	1867.9
6	年平均气压	hPa	891.3
7	最大积雪深度	cm	13
8	年最大冻土深度	cm	80
9	年平均风速	m/s	1.62

10	年主导风向		NW

（2）地面气象数据

项目常规地面气象观测数据来源于距本工程直线距离约为 68km 的温宿县地面气象观测站，是距本工程最近的自治区气象站，拥有长期的气象观测资料。温宿县气象站地理座标为 E80°14'，N41°16'，气象站海拔约 1132.7m。观测气象数据信息见表 5.2-1。

表 5.2-2　　观测气象数据信息

气象站名称	气象站等级	气象站坐标		相对距离（km）	海拔高度（m）	数据年份	气象要素
		E	N				
温宿县气象站	一般站	80°14'	41°16’	38	1132.7	2019	风向、风速、温度、总云量

依据温宿县气象站 2019 年观测统计数据，当地主要气象要素特征分述如下：

① 温度

评价区域 2019 年平均温度 10.8℃。7 月温度最高，月平均温度 23.95℃，1 月温度最低，月平均温度-6.77℃。评价区域年平均温度月变化统计结果，见表 5.2-3。年均温度月变化曲线，见图 5.2-1。

表 5.2-3　　2019 年平均温度月变化统计结果一览表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
温度(℃)	-6.77	-1.34	8.08	16.96	17.51	20.49	23.95	22.22	17.59	11.46	3.56	-4.05	10.80

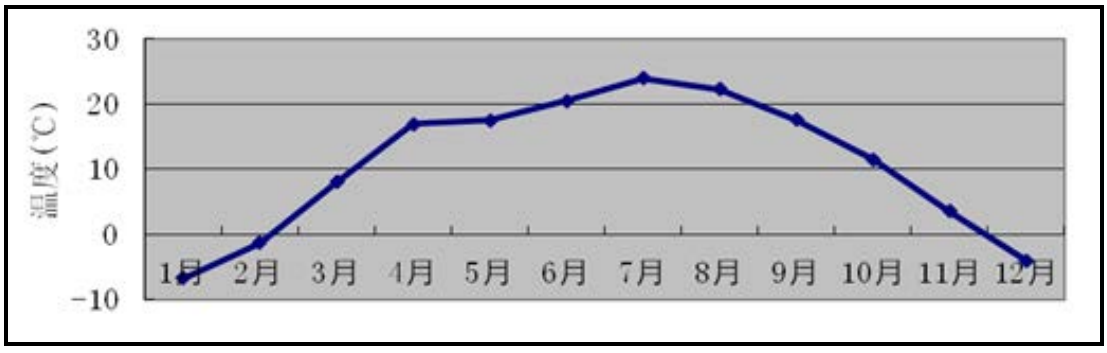


图 5.2-1　　2019 年平均温度月变化曲线图

② 风速

评价区域 2019 年均风速 1.42m/s。8 月平均风速最大，为 1.94m/s。12 月平均风速最小，为 0.83m/s。年均风速月变化统计结果，见表 5.2-4。年均风速月变化曲线，见图 5.2-2。

表 5.2-4　　2019 年平均风速月变化统计结果一览表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
风速(m/s)	0.91	1.05	1.32	1.68	1.85	1.90	1.85	1.94	1.45	1.20	1.01	0.83	1.42

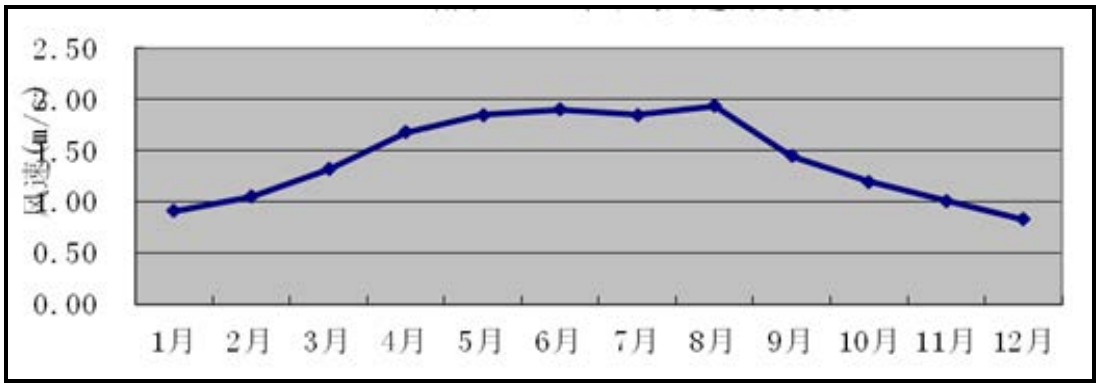


图 5.2-2　　2019 年平均风速月变化曲线图

③ 风向、风频

评价区域 2019 年月、季、年风频统计结果，见表 5.2-5。2019 年月、季、年均风频玫瑰，见图 5.2-3。

表 5.2-5　　2019 年月、季、年风频统计结果一览表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
一月	2.55	1.88	1.75	3.76	12.23	8.74	4.30	7.39	5.24	4.44	5.24	6.45	7.26	9.14	6.18	5.51	7.93
二月	3.87	3.42	4.02	6.10	9.82	7.14	4.17	8.18	6.40	3.57	3.72	3.27	5.65	8.93	9.52	6.40	5.80
三月	5.65	2.96	6.18	5.78	10.08	7.26	4.84	6.45	8.20	4.57	2.82	3.49	6.18	8.87	5.91	7.53	3.23
四月	4.58	2.22	5.97	8.06	11.25	7.78	5.28	4.44	5.69	5.83	5.00	4.31	6.81	8.61	5.97	6.39	1.81
五月	4.30	2.82	4.97	9.95	12.50	8.74	4.03	4.57	6.45	7.12	6.45	3.09	7.39	8.47	4.03	4.70	0.40
六月	4.58	3.47	4.86	7.92	6.67	5.83	4.17	5.83	6.25	7.92	6.25	4.17	9.03	11.25	5.42	5.14	1.25
七月	2.55	2.69	3.49	6.18	7.26	6.99	4.44	3.90	6.32	9.81	6.05	5.51	7.53	13.31	6.05	6.85	1.08
八月	3.63	2.42	2.15	3.90	4.44	3.90	2.96	2.82	3.49	9.01	7.93	7.80	14.11	16.67	6.32	7.12	1.34
九月	3.47	1.81	3.61	5.69	8.33	5.42	3.06	7.50	7.64	7.92	6.39	6.11	8.06	10.28	5.56	7.36	1.81
十月	4.44	1.88	4.84	6.18	11.29	7.80	3.76	3.23	4.84	4.97	3.76	5.51	8.06	11.29	6.18	6.85	5.11
十一月	4.86	1.81	2.64	5.97	12.50	6.67	4.03	5.14	7.08	3.19	4.86	5.28	6.25	10.83	7.22	6.81	4.86
十二月	3.63	1.88	2.55	4.44	9.95	7.93	2.96	4.44	5.78	4.70	6.99	5.65	6.59	9.01	8.33	4.84	10.35
春季	4.85	2.67	5.71	7.93	11.28	7.93	4.71	5.16	6.79	5.84	4.76	3.62	6.79	8.65	5.30	6.20	1.81
夏季	3.58	2.85	3.49	5.98	6.11	5.57	3.85	4.17	5.34	8.92	6.75	5.84	10.24	13.77	5.93	6.39	1.22
秋季	4.26	1.83	3.71	5.95	10.71	6.64	3.62	5.27	6.50	5.36	4.99	5.63	7.46	10.81	6.32	7.01	3.94
冬季	3.33	2.36	2.73	4.72	10.69	7.96	3.80	6.62	5.79	4.26	5.37	5.19	6.53	9.03	7.96	5.56	8.10
全年	4.01	2.43	3.92	6.15	9.69	7.02	4.00	5.30	6.11	6.11	5.47	5.07	7.76	10.57	6.37	6.29	3.74

评价区域 2019 年春季主盛行风向为东风（E），风频 11.28%。次盛行风向为西北偏西风（WNW），风频 8.65%。静风频率 1.81%；夏季主盛行风向为西北偏西风（WNW），风频 13.77%。次盛行风向为西风（W），风频 10.24%。静风频率 1.22%；秋季主盛行风向为西北偏西风（WNW），风频 10.81%。次盛

行风向为西北偏西风（NNW），风频 7.01%。静风频率 3.94%。冬季主盛行风向为东风（E），风频 10.69%。次盛行风向为西北偏西风（WNW），风频 9.03%。静风频率 8.10%。

评价区域 2019 年主盛行风向为西北偏西风（WNW），风频 10.57%。次盛行风向为东风（E），风频 9.69%。静风频率 3.74%。

综上所述，项目所在区域 2019 年主盛行风向为西北偏西风（WNW），风频 10.57%，次盛行风向为东风（E），风频 9.69%，静风频率 3.74%；年均风速 1.42m/s，8 月平均风速最大，为 1.94m/s。1 月平均风速最小，为 0.91m/s；评价区全年各风向污染系数以 E 风向最大，为 7.13，WNW 风向次之，为 5.97；污染系数最小风向方位是 N 风向，为 2.9；评价区域不稳定 B 类稳定度为主，全年出现频率为 30%，其次是中性稳定类 F 类，强不稳定 A 类出现频率很小。

5.2.2 施工期环境空气影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、NO_x、CO 和 SO_2；二是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

5.2.2.1 钻井废气影响分析

本工程拟新建 2 座单井。钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤。

博孜 3 区块已有电网覆盖，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源，因此正常情况不会产生发电机燃油产生的废气。电网未覆盖的区域，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO_2 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围

环境影响较小。

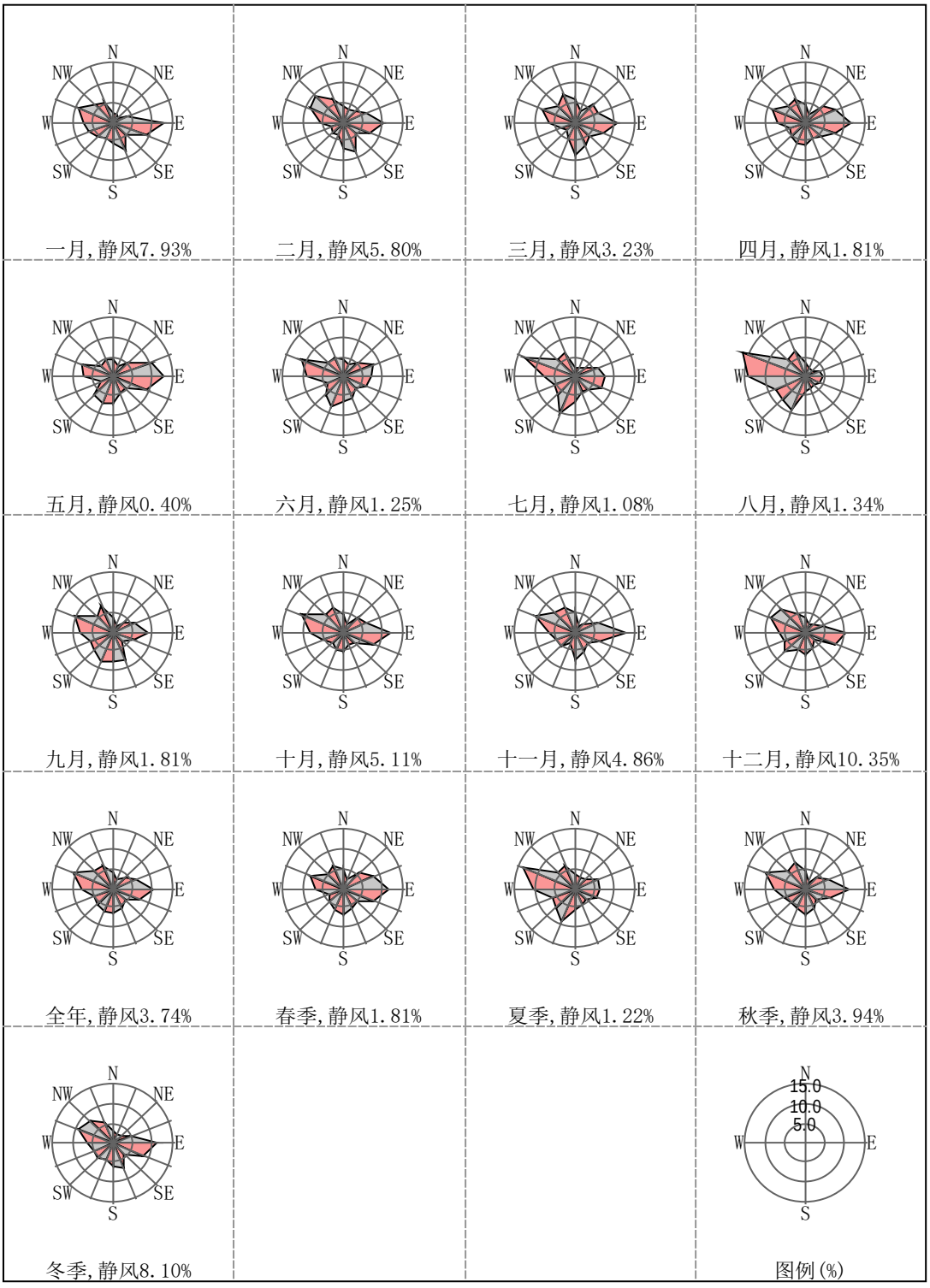


图 5.2-3　　2019 年月、季、年均风频玫瑰图

5.2.2.2 站场、管线和道路建设施工扬尘影响分析

（1）扬尘影响距离

在钻井的施工期内，在地面平整及设备拉运产生的扬尘，如沙土的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响。

根据建设高速公路时砂石路面运输施工扬尘实测结果进行类比，可以类比得出规划实施期间，车辆行驶扬尘的影响范围，在距离车辆 1km 时，TSP 度可以达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）的二级标准限值要求。

（2）扬尘影响分析

根据以上估算结果可以看出，车辆在砂石路面行驶时产生的扬尘，在距离下风向 1km 以外，可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准限值要求，即 1km 以外的扬尘对环境的影响在可接受的范围之内。建议建设单位在项目实施过程中，运输车辆及施工作业应当距离各个环境敏感区 1km 以上，确保车辆运输及施工扬尘不对各个环境敏感区产生不利影响。由于施工的扬尘一般比重较大，易于沉降，其影响将限制在较小的范围内，而且通过洒水降尘及管理制度的执行，可将影响降至较低水平。施工扬尘污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

5.2.3 运营期环境空气影响分析

5.2.3.1 预测因子与评价标准

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

非甲烷总烃参考执行《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值 2.0mg/m^3。

5.2.3.2 预测评价范围

本次大气评价范围确定在工程开发范围内。以单井井场为中心区域，自井场厂界外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围。

5.2.3.3 大气污染物烃类影响分析

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程开采、集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排

放量。

单井井场面源参数详见表 5.2-6。

表 5.2-6　　单井井场面源参数表

名称		BZ3-H4 井场	BZ3-H5 井场	博孜 301 集气站	博孜 3 集气站
面源海拔高度（m）		1894	2099	1954	2045
面源长度（m）		60	60	100	100
面源宽度（m）		70	70	140	140
与正北方向夹角（°）		0	0	0	0
面源有效排放高度（m）		8	8	8	8
年排放小时数（h）		8760	8760	8760	8760
排放工况		正常	正常	正常	正常
污染物排放量（kg/h）	非甲烷总烃	0.007	0.007	0.003	0.002

本工程无组织废气 NMHC 的落地浓度和占标率详见表 5.2-7。

根据大气环境影响估算计算结果（详见表 5.2-7），预测因子均未超标，故本工程无组织废气污染物对区域环境空气质量影响较小。经估算，无组织废气污染物最大落地浓度出现在 BZ3-H4 井场井场下风向 46m 处，最大浓度占标率为 0.20%，对大气环境影响较小。

正常运行情况下，井场区域场外非甲烷总烃浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）要求。说明正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

大气污染物无组织排放量核算结果详见表 5.2-8。

表 5.2-8　　大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量（t/a）
			标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
井场	非甲烷总烃	采出液密闭集输、日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》	井场外 4.0mg/m^3	0.162

大气环境影响评价自查表详见表 5.2-9。

5.2.4 退役期大气环境影响分析

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

表 5.2-7　　本工程无组织废气 NMHC 的落地浓度和占标率一览表

序号	BZ3-H4 井场			BZ3-H5 井场			博孜 301 集气站			博孜 3 集气站		
	离源距离（m）	落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	离源距离（m）	落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	离源距离（m）	落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	离源距离（m）	落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）
1	10	2.5908	0.13	10	2.5908	0.13	10	0.6437	0.03	10	0.3329	0.02
2	25	3.2219	0.16	25	3.2219	0.16	25	0.7343	0.04	25	0.3798	0.02
3	50	3.9785	0.20	50	3.9785	0.20	50	0.9628	0.05	50	0.4980	0.02
4	75	3.5868	0.18	75	3.5892	0.18	75	1.1780	0.06	75	0.6093	0.03
5	100	3.6097	0.18	100	3.6121	0.18	100	1.2901	0.06	100	0.6674	0.03
6	125	3.5745	0.18	125	3.5768	0.18	125	1.3498	0.07	125	0.6983	0.03
7	150	3.4853	0.17	150	3.4873	0.17	150	1.3866	0.07	150	0.7173	0.04
8	175	3.3682	0.17	175	3.3699	0.17	175	1.3929	0.07	175	0.7206	0.04
9	200	3.2381	0.16	200	3.2394	0.16	200	1.3783	0.07	200	0.7130	0.04
10	225	3.1049	0.16	225	3.1060	0.16	225	1.3502	0.07	225	0.6985	0.03
11	250	2.9705	0.15	250	2.9714	0.15	250	1.3139	0.07	250	0.6796	0.03
12	275	2.8409	0.14	275	2.8415	0.14	275	1.2731	0.06	275	0.6585	0.03
13	300	2.7153	0.14	300	2.7157	0.14	300	1.2306	0.06	300	0.6365	0.03
14	325	2.5962	0.13	325	2.5965	0.13	325	1.1866	0.06	325	0.6137	0.03
15	350	2.4836	0.12	350	2.4837	0.12	350	1.1432	0.06	350	0.5913	0.03
16	375	2.3768	0.12	375	2.3768	0.12	375	1.1009	0.06	375	0.5694	0.03
17	400	2.2766	0.11	400	2.2765	0.11	400	1.0604	0.05	400	0.5485	0.03
18	425	2.1889	0.11	425	2.1889	0.11	425	1.0233	0.05	425	0.5293	0.03
19	450	2.1079	0.11	450	2.1079	0.11	450	0.9887	0.05	450	0.5113	0.03
20	475	2.0330	0.10	475	2.0329	0.10	475	0.9572	0.05	475	0.4951	0.02
21	500	1.9612	0.10	500	1.9610	0.10	500	0.9264	0.05	500	0.4791	0.02
22	550	1.8297	0.09	550	1.8295	0.09	550	0.8685	0.04	550	0.4492	0.02
23	600	1.7266	0.09	600	1.7268	0.09	600	0.8228	0.04	600	0.4256	0.02
24	650	1.6444	0.08	650	1.6456	0.08	650	0.7853	0.04	650	0.4062	0.02
25	700	1.5865	0.08	700	1.5875	0.08	700	0.7539	0.04	700	0.3900	0.02
26	750	1.5318	0.08	750	1.5326	0.08	750	0.7300	0.04	750	0.3777	0.02
27	800	1.4806	0.07	800	1.4813	0.07	800	0.7076	0.04	800	0.3660	0.02

28	850	1.4326	0.07	850	1.4332	0.07	850	0.6860	0.03	850	0.3549	0.02
29	900	1.3866	0.07	900	1.3871	0.07	900	0.6655	0.03	900	0.3443	0.02
30	950	1.3429	0.07	950	1.3433	0.07	950	0.6456	0.03	950	0.3339	0.02
31	1000	1.3019	0.07	1000	1.3022	0.07	1000	0.6268	0.03	1000	0.3242	0.02
32	1100	1.2262	0.06	1100	1.2264	0.06	1100	0.5919	0.03	1100	0.3062	0.02
33	1200	1.1574	0.06	1200	1.1575	0.06	1200	0.5602	0.03	1200	0.2897	0.01
34	1300	1.0954	0.05	1300	1.0953	0.05	1300	0.5307	0.03	1300	0.2745	0.01
35	1400	1.0393	0.05	1400	1.0392	0.05	1400	0.5040	0.03	1400	0.2607	0.01
36	1450	1.0132	0.05	1450	1.0131	0.05	1450	0.4915	0.02	1450	0.2542	0.01
37	/	/	/	/	/	/	1475	0.4854	0.02	1475	0.2511	0.01
38	/	/	/	/	/	/	1500	0.4795	0.02	1500	0.2480	0.01
39	/	/	/	/	/	/	1600	0.4571	0.02	1600	0.2364	0.01
40	/	/	/	/	/	/	1700	0.4366	0.02	1700	0.2258	0.01
41	/	/	/	/	/	/	1800	0.4176	0.02	1800	0.2160	0.01
42	/	/	/	/	/	/	1900	0.3999	0.02	1900	0.2068	0.01
43	/	/	/	/	/	/	2000	0.3835	0.02	2000	0.1983	0.01
	P_{max}	4.0311	0.20	P_{max}	4.0311	0.20	P_{max}	1.3939	0.07	P_{max}	0.7212	0.04
	D_{max}（m）	46		D_{max}（m）	46		D_{max}（m）	169		D_{max}（m）	169	

表 5.2-9　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级□	三级 ☑	
	评价范围	边长=50km□	边长 5~50km□	边长=5km□	
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□	＜500t/a□	
	评价因子	基本污染物 （SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃）		包括二次 $PM_{2.5}$□ 不含二次 $PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准 ☑	地方标准 □	附录 D □	其他标准 ☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区 ☑	一类区和二类区□	
	评价基准年	（2019）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据 ☑	现状补充监测 ☑	
	现状评价	达标区□	不达标区 ☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排源 ☑ 本项目非正常排放□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥ 50km□	边长 5～50km □	边长= 5 km □	
	预测因子	预测因子 （/）		包括二次 $PM_{2.5}$ □ 不包括二次 $PM_{2.5}$ □	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% □		C 本项目最大占标率＞100% □	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% □□	C 本项目最大标率＞10% □	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% □	C 本项目最大标率＞30% □	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（1）h	C 非正常占标率≤100% □	C 非正常占标率＞100% □	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 □		C 叠加不达标 □	

	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □		k＞-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☑	无监测 □
	环境质量监测	监测因子：（/）		监测点位数（/）	无监测 ☑
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 □			
	大气环境防护距离	距（ ）场界最远（ ）m			
	污染源年排放量	SO_2:（ ）t/a	NOx:（ ）t/a	颗粒物:（ ）t/a	VOCs:（0.162）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.3 水环境影响分析

由于工程区附近无地表水体，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.3.1 水文地质条件

（1）地下水赋存条件

本工程评价区位于拜城盆地边缘，所在区域的地貌类型为山前丘陵区。

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系-新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物下更新统砾岩与上新銃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 1180-1400m，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。

工程所在区域地下水主要为第四系松散堆积层孔隙潜水，地下水埋深较深。

（2）地下水埋藏及分布规律

参考项目区域水文地质资料，本工程博孜区块内的单井所在区域地下水主要为第四纪松散层不含水或不均匀含水，在其余存在地下水的区域地下水埋深普遍超过 100m，枯水期和丰水期地下水埋深变化范围 2~3m。

评价区水文地质图见图 5.3-1。

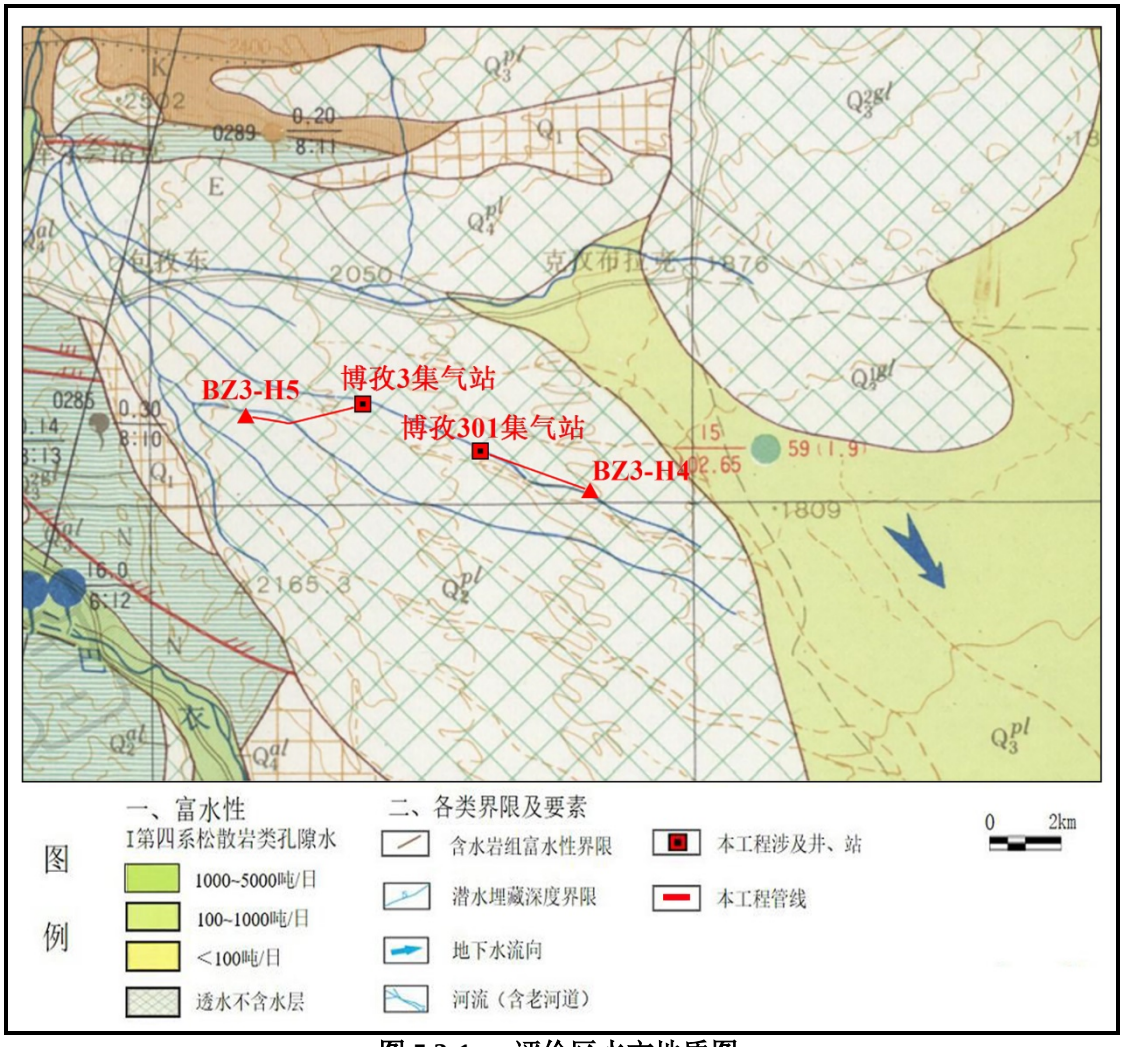


图 5.3-1　评价区水文地质图

（3）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、迳流、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南部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，由于地下水位埋藏较深（大于 50m），因此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。本区气候属干旱荒漠，地形秃兀，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。

评价区南部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，地下迳流自河流冲洪积扇顶部向扇缘方向流动，木扎提河以北区域地下水自北西向南东方向迳流，以南区域地下水自西向东迳流。在木扎提河上、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，渗透系数一般为 36.95~79.70m/d，地下水水力坡度为 5‰。

评价区西部地下水埋深普遍埋藏较深，地面蒸发对地下水没有影响，东部有开采井分布，因此评价区地下水主要以侧向迳流和和人工开采方式排泄。

（4）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 月河流迳流量最高，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、地下水位埋深及迳流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6~7 月份以后地下水位急剧上升，9 份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值 6.16m，主要是河水迳流量年内分布极不均衡。

（5）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，地下水主需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。

由于各冲积扇上、中部卵砾石层孔隙潜水主要是河水和引自河水的渠道水的渗漏补给，含水层的孔隙率高、渗透性强。在补给、径流条件好的状态下，地下水的矿化类型均与其河水的矿化类型相近，绝大多数地区矿化类型较低。

本工程所在的木扎提河冲积扇构成的广大山前平原的上、中部，主要是矿化度小于 1g/L 的 HCO_3-SO_4-Ca-Mg、HCO_3-SO_4-Ca-Na 型水。

5.3.2 施工期水环境影响分析

根据工程分析，在施工期对水环境可能造成影响的污染源主要是采气井场，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水和其他废水等）和钻井队生活污水、施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水。本工程整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以气井（井场）为中心，呈点状分布。

（1）钻井废水

本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，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，对水环境的影响很小。

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。

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本工程单井平均进尺 6735m，则钻井废水产生量为 1081m^3，2 口井共 2162m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。本工程钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（2）生活污水

井场生活场地配备移动式环保厕所，生活污水集中收集后送至克拉苏气田大北区块生活基地污水处理站处理。对水环境的影响很小。

（3）管道试压废水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。

5.3.3 运营期水环境影响分析

5.3.3.1 正常状况下水环境影响分析

（1）采出水对地下水的影响

运营期，本工程废水污染源主要为采出水。气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。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），计算出本工程最大采出水最大量约为 46.2m^3/d（16863m^3/a），采出水依托已运行的大北天然气处理厂污水处理系统进行处理。

大北天然气处理厂采出水处理系统设计处理能力 1000m^3/d，目前实际处理水量为 300m^3/d。本项目新增污水量约 46.2m^3/d，可满足本工程处理需求。污水处理工艺采用“沉降-除油-过滤”工艺，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注，不外排。故正常运行时不会对地下水环境造成影响。

（2）油气管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

5.3.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

气田生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的气田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使凝析油泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成

的事故，对气田区地下水体均可能产生污染的风险。

气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

（1）油水窜层对地下水的污染影响

油气钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：① 下入的表层套管未封住含水层；② 固井质量差；③ 工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

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

（2）泄漏事故对地下水的污染影响

管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，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。

通常集输管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于凝析油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下，污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，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，地下水大致流向为由西北向东南，项目范围内地下水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，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

项目区的地下水主要是从西北向东南方向流动，因此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。

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

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；

C_0——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。由于石油类因子是凝析油污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。模型中所需参数及来源见表 5.3-1。

表 5.3-1　　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	1.6m/d	地下水的平均实际流速 u=KI/n，根据区内水文地质条件，渗透系数取 80m/d，水力坡度为 5‰。
2	D_L	纵向弥散系数	16m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，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	25%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 n=0.25。
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	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 10mg/L。	

⑤ 预测结果与分析

将以上确定的的参数代入模型，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 5.3-2，图 5.3-2。

表 5.3-2　污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情形二：短时泄露）

污染物	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）
石油类	0	0.001	0	0	0	0

	50	0.011	300	0	800	0
	100	0.053	600	0	1600	0
	150	0.108	900	0.00001	2400	0
	170	0.110	1200	0.003	3200	0
	200	0.098	1500	0.030	4000	0
	250	0.040	1600	0.036	4800	0.0002
	300	0.007	1800	0.020	5800	0.019
	350	0.001	2100	0.0008	6400	0.005
	400	0.00002	2400	0.000002	7200	0.00001
	450	0	2700	0	8000	0
	500	0	3000	0	8800	0

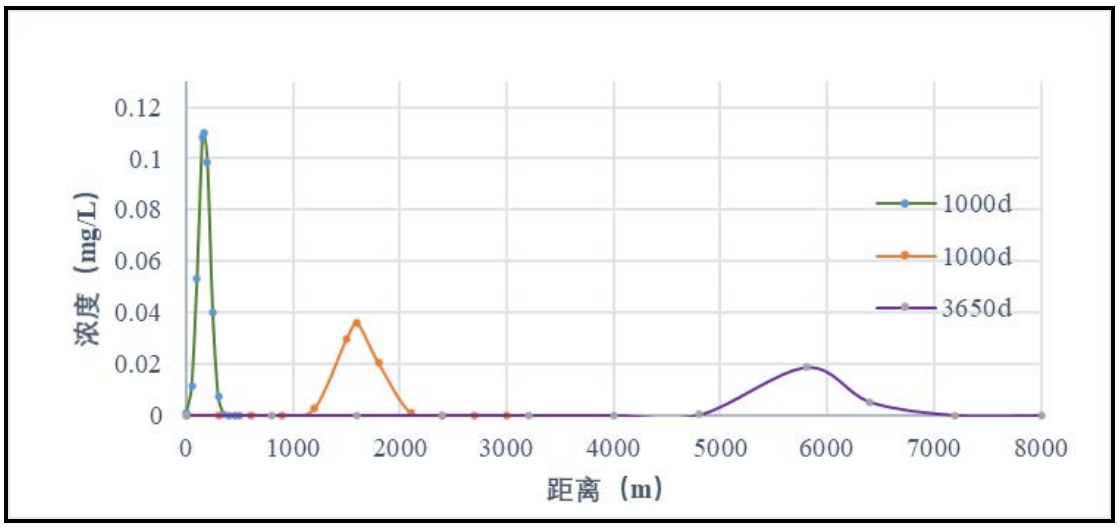


图 5.3-2　发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 170m、1600m、5800m，均未超标，但下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故阀组、集输管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。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 声环境影响分析

5.4.1 施工期声环境影响分析

5.4.1.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油发电机（备用）、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在 90~105dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 1km 范围内没有声环境敏感点。

（3）声影响分析

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

5.4.1.2 地面工程声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 5.4-1。

表 5.4-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	72	66	60	54	52	46	40	34	32
推土机	90	70	64	58	52	50	43	38	32	30
搅拌机	95	75	69	63	57	55	49	43	37	35
翻斗车	90	70	64	58	52	50	43	38	32	30
柴油发电机（备用）	105	85	79	72	67	65	59	56	47	45

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 80m 以外可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间 70dB(A)），夜间施工场地 400m 以外可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（夜间 55dB(A)）。工程区 1km 内无居民，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.4.2 运营期声环境影响分析

5.4.2.1 运营期主要噪声源

（1）预测源强

运营期即气田生产过程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，对环境影响周期较长，贯穿于整个生产期。本工程主要噪声源见表 5.4-2。

表 5.4-2　　噪声源统计汇总表

阶段	噪声源名称			声功率级 dB（A）	噪声特性	排放规律	备注
运营期	正常工况	井场站场	井下作业（修井、洗井等）	80~105	机械	间歇	单台声源
			井口装置	40~50	机械	连续	单台噪声
			阀组撬	70-85	机械	连续	单台噪声

（2）预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

① 噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(\mathrm{r}) = L_p(\mathrm{r}_0) - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc}\right)$$

式中：L_p（r）——距声源 r 处的倍频带声压级，dB（A）；

L_p（r_0）——参考位置 r_0 处倍频带声压级，dB（A）；

A_{div}——声波几何发散引起的衰减量，dB（A）；

A_{bar}——屏障引起的衰减量，dB（A）；

A_{atm}——空气吸收引起的衰减量，dB（A）；

A_{gr}——地面效应引起的衰减量，dB（A）；

A_{misc}——其他多方面原因引起的衰减量，dB（A）。

② 预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_{eqg} = 10\lg\left[\frac{1}{T}\sum_{\mathrm{i}} t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right]$$

式中：L_{eqg}——n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB（A）；

L_{Ai}——噪声源达到预测点的连续 A 声级，dB（A）；

n——噪声源个数。

（3）预测点设定

拟建项目井场、站场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：

① 选取 BZ3-H4 井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

② 选取博孜 3 集气站厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

（4）评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

（5）预测结果

井场正常运行时其噪声预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3　　井场、站场正常运转时井场厂界及声环境敏感点噪声贡献值

评价点		昼间（dB（A））			夜间（dB（A））			达标情况
		现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
BZ3-H4 井场		45.3	42	47.0	43.7	42	45.9	达标
博孜 3 集气站	北侧	43.8	40	45.3	41.8	40	44.0	达标
	东侧	42.7	40	44.6	40.6	40	43.3	达标
	南侧	44.5	40	45.8	42.5	40	44.4	达标
	西侧	41.7	40	43.9	39.5	40	42.8	达标

根据预测结果可知，井场、集气站的昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求，且周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此项目实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.4.2.2 井下作业噪声环境影响分析

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

5.4.3 退役期声环境影响分析

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

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括：钻井作业产生的废弃泥浆、岩屑、生活垃圾。

（1）钻井泥浆及岩屑

本工程 2 口井产生钻井泥浆 1925.8m^3，岩屑 1281.8m^3。

一开、二开上部为非磺化水基钻井液体系，暂存至井场泥浆暂存池，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）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。

二开中、下部及三开使用磺化水基钻井液体系，使用固液分离进行减量化处理。废弃物采用单井不落地收集系统收集，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修环保站进行处理。

四开、五开使用油基钻井液，现场采用不落地的收集装置收集含油钻井废弃物，运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理。

（2）生活垃圾

施工期间共产生生活垃圾 11.3t，生活垃圾集中收集后定期送往大北地区固废填埋场处置。

钻井期固体废物在处置和运行管理中严格落实《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；《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）、生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 井下作业固废的处置及对环境的影响分析

井下作业固废产生是临时性的，主要是通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化、压裂废液。根据工程分析内容，井下作业过程废压裂液产生量为 263.98m^3/a，废酸化液产生量为 82.3m^3/a，废洗井液产生量为 25.29t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

5.5.2.2 清管站的废渣的处置及对环境的影响分析

集输管线清管每年 2-4 次，根据类比调查，废渣产生量最多约为 0.09t/a。清管废渣主要为硫化铁和机械杂质，不含有毒有害污染物。产生量小，清管固体废物由汽车拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理后，基本不会对环境产生不利影响。

5.5.2.3 油泥（砂）的处置及对环境的影响分析

（1）油泥（砂）对环境的影响

气田污泥是天然气勘探开采、建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在气井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分凝析油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些凝析油渗入地面土壤就会形成气田污泥。气田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。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的 072-001-08 天然气开采和大北天然气处理厂产生的油泥。

（2）油泥处理的可行性分析

本工程油泥产生量约 0.4t/a。含油污泥属危险废物（HW08-072-001-08），统一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。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

5.5.2.4 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

运营期工作人员由博大油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

钻井作业产生的固体废弃物主要为排出的泥浆、钻井岩屑等。本工程钻井产生废弃泥浆量约 1925.8m3，岩屑量约 1281.8m3。岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。

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

（2）水土流失影响分析

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

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤影响分析

本工程土壤影响类型于途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1　　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	/	/
运营期	/	/	√	/
服务期满后	/	/	/	/

表 5.6-2　　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.6.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本工程生产过程中采出液物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.6.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响分析

（1）项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为采出液（凝析油和天然气）泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

（2）土壤污染途径

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

主要评价因子：本次预测评价因子为石油类。

类比分析：类比同类型输气管线事故泄漏情况，非正常情况下，考虑持续注

入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

表 5.6-3　　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

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

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

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

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

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的采出液会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的采出液覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☑；生态影响型□；两种兼有 □				
	土地利用类型	建设用地 ☑；农用地 □；未利用地 ☑				土地利用类型图
	占地规模	（8.33）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（本工程属于水土流失自治区级塔里木河流域重点治理区）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗 ☑；地下水位 □；其他（）				
	全部污染物	钻井废弃物、石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☑； II类 □； III类 □； IV类 □				
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感 ☑				
评价工作等级		一级□；二级 ☑；三级 □				
现状调查内容	资料收集	a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	20cm	
		柱状样点数	3		0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项和 pH、石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《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、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
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） □				

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">不达标结论： a） □； b） □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制 ☑；过程防控 ☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">本工程区主要土壤类型是棕钙土。气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">注 1：“□”为勾选项，可 √； “（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.7 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。

5.7.1 评价依据

5.7.1.1 风险调查

本工程新部署采气井 2 口，建成天然气产能规模 $2.19\times10^8m^3/a$，凝析油产能规模为 $3.30\times10^4t/a$。本次在博孜 301 集气站内扩建单井进站阀组 4 套，博孜 3 集气站内扩建单井进站阀组 2 套，新建单井集气管线 4.0km；以及站场工程、防腐、自控、电力、通信、暖通、给排水及消防工程等配套工程。采出液（凝析油和天然气）外输及处理均依托已有地面设施。本工程涉及的风险物质主要为天然气及凝析油，存在于管线中。

5.7.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.7-1 确定环境风险潜势。

表 5.7-1　　建设项目环境风险潜势划分一览表

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

BZ3-H4 井拟建采气管线长度 2.0km，管线规格为 D88.9×4。根据计算，管线中危险物质存在量：甲烷 0.088t、乙烷 0.007t、丙烷 0.003t、凝析油 9.58t。

BZ3-H5 井拟建采气管线长度 2.0km，管线规格为 D88.9×4。根据计算，管线中危险物质存在量：甲烷 0.088t、乙烷 0.007t、丙烷 0.003t、凝析油 9.58t。

本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.7-2。

表 5.7-2　　建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
管线	1	甲烷	74-82-8	0.176	10	0.0176
	2	乙烷	74-84-0	0.014	10	0.0014
	3	丙烷	74-98-6	0.006	10	0.0006
	4	凝析油	/	19.16	2500	0.0077
总 Q 值∑						0.0273

经计算，本工程 Q 值为 0.0273，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。

5.7.1.3 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 5.7-3。

表 5.7-3　　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]
[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、环境危险后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。详见附录 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。

5.7.2 环境敏感目标概况

本工程周边以气田开采为主，部分站场周边存在居住区。项目周边敏感目标分布情况见表 5.7-4。

表 5.7-4　　项目周边敏感点概况一览表

序号	保护目标	相对方位	距场站距离（m）	户数（户）/人数（人）
1	博孜墩村喀拉克尔	BZ3-H5 井西侧	1023	30/100

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、凝析油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.7-5。

表 5.7-5　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线、燃料气管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	集输管线
4	凝析油	可燃液体	集输管线

5.7.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于集输管线中。

5.7.3.3 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 5.7-6。

表 5.7-6　　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
开采阶段	井喷	试油过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；开采阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故，造成次生污染物 CO 排放	大气、土壤、地下水

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 大气环境风险分析

本工程涉及风险物质主要为天然气中的甲烷、乙烷、丙烷和凝析油。天然气泄露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，引发周围人员 CO 中毒事件（次生灾害），但 CO 产生量较少、扩散较快，所以项目实施后对周围环境的影响是可以接受的。

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。由于站场及管道位于荒漠地带，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.7.4.2 地下水环境风险分析

本工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排；本工程可能泄露的危险液态物料主要为凝析油，非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（3）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

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

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。

对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.7.5.3 窜层污染事故的防范措施

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

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

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

5.7.5.4 管线安全运行措施

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

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

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

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

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

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

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。① 管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、灌渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；② 每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.5 重视和加强管理

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

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

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

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入各开发部环境风险应急预案中。

5.7.5.6 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，为可能发生的事故制定应急措施，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：

① 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

② 堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③ 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④ 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处置。

5.7.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》（备案编号 652926-2020-003）中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.7.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

运营期危险因素为集输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村庄作为风险目标。本工程实施后的环境风险主要有天然气、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一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

“塔西南勘探开发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预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

表 5. 7-7　　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	克拉苏气田博孜 3 区块开发方案地面工程
建设地点	新疆维吾尔自治区温宿县
地理坐标	BZ3-H4 井井坐标： BZ3-H5 井坐标：
主要危险物质及分布	甲烷、乙烷以及丙烷、凝析油，均存在于集输管线、燃料气气管线内
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，本工程油气田开发建设过程中采气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，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、泄漏等
风险防范措施要求	① 生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；② 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③ 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④ 制定环境风险应急预案，定期演练。详见 5.7.5 节

6. 环境保护措施及可行性论证

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

6.1 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自管线敷设、站场建设等方面。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施。

6.1.1.1 井场、管线、道路工程生态保护措施

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

——井场永久性占地 8400m^2；

——管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m；

——道路施工临时占地作业度宽度不得超过 6.5m；

（2）钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB65/T3999-2017）要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修环保站处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

（3）施工期道路依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随

便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

（4）严禁任何施工活动进入生态保护红线区内。

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

（6）施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

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

（8）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。

6.1.1.2 对野生动植物的生态保护措施

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

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

（3）管线施工范围应严格限制在 8m 范围内，道路施工范围应严格限制在 6.5m 范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

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

（6）站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若

无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

6.1.1.3 水土流失防治措施

（1）工程措施

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。

（2）场地平整

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

（3）限行彩条旗

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

6.1.1.4 防沙治沙措施

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

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

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

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：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（物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施）

本工程占地主要为低覆盖度草地及戈壁，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

（4）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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。

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，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

（5）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。

（6）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。本工程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

a. 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。

b. 塔里木盆地自然条件恶劣，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，已在本工程总投资中考虑。

④ 生态、经济效益预测

本工程防沙治沙措施实施后，预计克拉苏气田博孜 3 区块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，得到有效保护。

6.1.1.5 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。

6.1.2 大气污染防治措施

6.1.2.1 施工扬尘

（1）井场场地平整时，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）为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h。

（3）用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业。

（4）在井场，钻井泥浆料、压裂砂等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

（5）开挖管道的上层表土做好现场的堆存，要加盖蓬布。

（6）采用高质量的设备、对设备进行定期保养维护，保证设备正常运转，减少燃油非正常消耗。采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等，减少柴油燃烧污染物的排放。

以上总扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.2.2 测试放喷废气

（1）在集气管网和集气站投产前的项目初期，一些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，通过水平火炬进行测试放喷。

（2）在集气管网和集气站投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，不再采用燃烧排放。

（3）在测试放喷的单个井场选址过程中，要考虑测试放喷对周围环境影响，确保井场测试放喷时周围 500m 范围内无人；由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围居民点的环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2.3 施工期管线、道路和站场工程

（1）为了减少施工扬尘，对土堆要进行稳定化操作，例如，加盖蓬布。

（2）在管线和道路作业带内施工作业。

（3）用标识带或者围栏，标识出站场施工范围，禁止在场外作业；优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（4）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业，场地平整以后，要尽快场地硬化，防止大风对浮土产生较大的扬尘。

建设单位在施工招投标时，要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。通过现场派驻 HSE 监理，定期检查以上抑尘措施的落实情况。通过以上工程措施和管理措施，管线、道路和站场周围少量农牧民居住点的施工扬尘影响能够减缓到可接受的程度，因此，以上抑尘措施是可行的。

6.1.3 废水污染防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试气修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

（1）节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水

予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

① 以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

② 动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③ 做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

施工期井场生活场地配备移动式环保厕所，生活污水集中收集后送至克拉苏气田大北区块生活基地污水处理站处理。

（3）其他施工期水环境保护措施

① 钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、采出液泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对地下水产生影响。

② 清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

③ 施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

④ 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

6.1.4 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工

程在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

（4）管线、道路施工时，要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。

6.1.5 固体废物污染防治措施

（1）本项目新钻的 2 口井，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；二开中、下部和三开为磺化水基泥浆，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注；四开、五开产生的油基泥浆拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后形成的成品油基泥浆符合钻井使用要求，处理后的固体加水搅拌形成块状固体后运至克深天然固体废物填埋场填埋。

（2）井场生活垃圾清运至大北地区固废填埋场填埋。

（3）本项目产生的油基废钻完井液委托有危险废物处理资质的油基废钻完井液资源综合回收利用站等环保部门认可的有危废处理资质的企业进行回收处理。

6.1.6 土壤污染防治措施

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

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

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

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

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

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

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

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

（2）运营期生态保护措施

① 加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

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

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

④ 在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤ 为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥ 管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦ 本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

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

（1）站场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

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

（3）结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本工程对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

① 监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

② 管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

本工程运营期的主要废水是采出水。因此项目建成投运后，单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证 10 小时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过注水管线转输至博孜区块回注井中，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准，由回注水泵吸水进行回注，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。

大北天然气处理厂含油污水处理站设计处理能力 1000m^3/d，目前实际处理

水量为 300m^3/d。本项目新增污水量约 46.2m^3/d，可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

综上，本工程采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.4.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

6.2.4.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将工程区划分为一般防渗区。

一般防渗区：根据工程特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场、站场永久占地等区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。

6.2.4.3 污染监控措施

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本工程需在项目区的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置依托原有例行监测井）。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-1。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向开

发部安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-1　　地下水监测计划

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
G1、G2、G3	项目区上游、下游方向、项目区各布设 1 个	孔隙潜水	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物 COD 等，其余监测点和监测项目可结合油田例行监测计划增加。

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油气开发部安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

① 管理措施

a. 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，博大油气开发部环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b. 油气开发部应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c. 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d. 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

② 技术措施：

a. 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

b. 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.4.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

① 应急预案的曰常协调和指挥机构；

② 各部门在应急预案中的职责和分工；

③ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④ 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施：

① 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③ 查明并切断污染源。

④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

⑦ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.5 噪声污染防治措施

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

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

的接触时间。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.2.6 固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的固体废物包括井下作业固废、油泥（砂）和清管废渣，其中油泥（砂）和清管废渣均属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物。

（1）井下作业固废主要为井下作业过程废压裂液、废酸化液、废洗井液。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）和清管废渣由罐车拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

具体管理要求如下：

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

（2）危险废物的主要管理要求如下：

① 含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

② 主要管理职责

——危险废物产生单位为危废废物管理责任主体，负责日常管理工作；

——危险废物产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明危险废物产生原因、回收数量和地点，负责与危险废物处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全危险废物管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017），明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——危险废物产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安

全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

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

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

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

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

综上，本工程采取的固废废物污染防治措施可行。

6.2.7 土壤环境保护措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对 2 口井的井口区、博孜 301 集气站和博孜 3 集气站可能影响区域跟踪监测，环评建议在 BZ3-H4 井场、BZ3-H5 井场、博孜 301 集气站和博孜 3 集气站站场占地范围内分别设 1 个柱状样，在占地范围外分别设 1 个表层样，每五年监测 1 次。

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

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.3.2 退役期水环境保护措施

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，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

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。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃

圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（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。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

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，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

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。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

本工程新建采气井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

② 生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

① 管线生态恢复治理范围

本工程需新建单井集气管线 4.0km，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

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7. 环境影响经济损益分析

7.1 项目的社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

7.1.2 经济效益

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。

7.1.3 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场、站场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管

道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2 环保投资估算

本工程总投资为人民币 5539 万元，其中环保投资 218 万元，约占总投资的 3.93%，具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1　　环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	25
		生态修复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	20
		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资
		防沙治沙	防沙治沙措施	30
	大气环境	站场、管线、道路等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
		钻井	钻井废弃物不落地系统及井场作业落地油回收	10
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	5
	地下水环境	井场、站场防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行	20
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	10
	固体废物	井下作业固废	采用专用废液收集罐收集	5
		油泥沙、清管废渣	拉运与处理	10
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	25
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	23
环境风险		环境风险	可燃气体报警器	10
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	10
合计				218

7.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。

同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过大北天然气处理厂的污水处理系统处理，处理达标后回注地层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

采出废水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本工程每年最多可产生含油废水约 46.2m^3/d（1.69×$10^4$$m^3$/a），全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m^3 进行计算，产生的经济效益为 3.37 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及清管废渣依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

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 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治

和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 218 万元，环境保护投资占总投资的 1.47%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8. 环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理

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

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大油气开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田分公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了博大油气开发部 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.3 环境管理职责

博大油气开发部 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修定环境保护规章制度；

（2）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（3）监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（4）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（5）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

（8）配合政府环保部门和上级环保部门检查。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1　　本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃建筑垃圾，合理处置弃土等。	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等。		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被。		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等。		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被。	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	施工期地面工程生活场地配备移动式环保厕所，生活污水集中收集后送至克拉苏气田大北区块生活基地污水处理站处理。		建设单位环保部门及当地生态环境主管
			管道试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压		
		固体废物	钻井废弃物不落地系统及井场作业落地油回。		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
运营期	正常工况	废水	采出水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	净化后的天然气		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测		
	事故风险		事故预防及天然气泄漏应急预案		当地生态环境主管

闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		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；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		

8.1.5 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第十条，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、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。现场应重点对管线工程等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

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）》、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》、《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》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前克拉苏气田博孜-大北区块，已于 2021 年完成环境影响后评价工作。本工程实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以博孜 3 区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 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

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县和温宿县境内

主要产品及规模：本工程新部署采气井 2 口，建成天然气产能规模

$2.19\times10^{8}m^3/a$，凝析油产能规模为 $3.30\times10^{4}t/a$。本次在博孜 301 集气站内扩建单井进站阀组 4 套，博孜 3 集气站内扩建单井进站阀组 2 套，新建单井集气管线 4.0km；以及站场工程、防腐、自控、电力、通信、暖通、给排水及消防工程等配套工程。

（2）排污信息

本工程污染物排放标准见 2.5.2 节。

本工程污染物总量控制指标情况见 3.6 节。

（3）环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见博大油气开发部突发环境事件现行应急预案。

（4）环境监测计划

本工程环境监测计划见表 8.4-1。

公式方式：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。

8.3 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1　　克拉苏气田博孜 3 区块开发方案地面工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		排污口信息		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）	环境监测要求
			环境保护措施	主要行参数		排放时段 h/a	排放浓度（mg/m³）	排气筒高度（m）	内径（m）			
废气	新建井场（2 座）及站场改造	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	/	非甲烷总烃	8760	/	/	/	0.319	非甲烷总烃 ≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求及《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	气田采出水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理	/	不外排	/	/	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	井下作业（修井、洗井等）	Leq	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	降噪 15dB（A）	厂界昼间≤60dB（A）；夜间≤50dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
	井口装置	Leq		降噪 15dB（A）		
	阀组撬	Leq		降噪 15dB（A）		

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	监测要求
固废	废压裂液	/	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	全部妥善处置，不外排	无害化处置
	废酸化液	/			
	废洗井液	/			
	油泥（砂）	HW08	收集后定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司处置		
	清管废渣	HW08			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行			

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 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，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、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。

8.4.2 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。根据《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等要求，本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

8.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本工程的监测计划和工作方案。

本工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1　　本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	站场 无组织废气	非甲烷总烃	BZ3-H4 井、BZ3-H5 井下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场 厂界噪声	Leq	BZ3-H4 井、BZ3-H5 井厂界外 1m	每年 1 次
地下水环境	潜水 含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	区块周边监测井	每年 1 次
土壤	土壤 环境质量	石油烃	井场采气树管线接口处	每 5 年监测 1 次
生态		沙化土地的动态变化信息	场站及管线占地外延 200m 范围内	每 5 年一次
		生物多样性		
设备泄漏检测		阀门、开口阀、取样连接系统		每半年一次
		法兰及其他连接件、其他密封设备		每年一次

8.4.4 管线泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

（1）泄漏检测周期

① 对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象；

② 阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；

③ 法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次；

④ 设备和管线组件初次启动或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测；

（2）泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

① 密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

② 液态 VOCs 物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于 2000μmol/mol。

（3）泄漏修复

① 当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d

内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

② 符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车（工）检修期间完成修复。

a. 装置停车（工）条件下才能修复；

b. 立即修复存在安全风险；

c. 其他特殊情况

（4）记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1　　三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单	验收标准
废气	非甲烷总烃	井场、博孜 301 集气站和博孜 3 集气站改造	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）
				《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
废水	采出水	井场	输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	生活污水	井场	依托克拉苏气田大北区块生活基地污水处理站进行处理	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准
地下水	采出液	井场	井场防渗：井口用永久占地	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行
		站场	计量阀组	
噪声	井口装置、井下作业、站场	井场、站场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	井下作业固废	井场	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	无害化处置
	油泥（砂）、清管废渣	井场、管线	依托相应危险废物资质单位处置	无害化处置
土壤	采出水、井下作业固废、油泥砂、清管废渣	井场、站场、管线	井场占地范围内、占地范围外 200m 内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；集输管线作业带宽度 8m，井场占地，集气站占地	《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）
	水土防治区	井场、阀组、管线	水土保持	维护生态安全
	沙区	井场、阀组、管线	物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施	防止土地沙化
环境管理	纳入塔里木油田分公司博大油气开发部现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

9. 结论与建议

9.1 工程概况

克拉苏气田博孜 3 区块位于新疆阿克苏地区温宿县境内；交通便利，公共通讯信号覆盖本区，依托条件比较完善。气候干旱少雨，多风沙，属于典型的暖温带大陆性极端干旱的荒漠性气候。

博孜 3 区块开发方案，包括观察井 1 口（博孜 302，见水后转为观察井），生产井 7 口，其中老井 4 口（博孜 3、博孜 301、BZ3-2X、BZ3-3X）；新井 3 口（BZ3-K2、BZ3-H4、BZ3-H5）。其中，博孜 302 井、博孜 3 井、博孜 301 井、BZ3-2X 井、BZ3-3X 井、BZ3-K2 井等六口井已完成环评。

本次环评内容为：新建 BZ3-H4 井、BZ3-H5 井，博孜 301 集气站改造、博孜 3 集气站改造，配套采气管线 4km、进站道路 3.4km，以及站场工程、防腐、自控、电力、通信、暖通、给排水及消防工程。

总投资为人民币 5539 万元，其中环保投资 218 万元，约占总投资的 3.93%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），规划区属于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。气田地处拜城盆地，地势呈西北高，东南低，海拔在 2900～1800m 之间，地貌从山前丘陵、山前冲洪积倾斜平原，过渡到冲积平原，地形略有起伏。气田范围大部分土地利用类型为低覆盖度草地和戈壁，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。目前人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。博孜 3 区块的山前丘陵区主要是棕钙土。

9.2.2 环境空气质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区地区 2020 年环境质量监测数据可知：2020 年阿克苏地区 SO_2、NO_2年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。项目所在地属于环境空气质量不达标区域。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，硫化氢 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

9.2.3 水环境质量现状

根据监测结果可知，各监测项目浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求，石油类浓度均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准

9.2.4 声环境质量现状

根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。声环境质量良好。

9.3 环境影响评价结论

9.3.1 生态影响评价结论

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目永久占地面积 2.37hm²，临时占地面积 5.96hm²，占地类型主要为未利用地。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于本区域的野生动物种类少，且现有油田设施已运营多年，已经少有大型野生动物在本区域出现，拟建工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

9.3.2 环境空气影响结论

根据工程分析，本项目施工期废气排放主要是施工机械产生的废气以及施工扬尘，属于阶段性局部污染，工程结束后，其影响也相应消失。

正常运行情况下，井场区域场外非甲烷总烃浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）要求。说明正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

9.3.3 水环境影响评价结论

施工期员工的生活污水排放量极少，配备移动式环保厕所，生活污水集中收集后送至克拉苏气田大北区块生活基地污水处理站处理。在工程运营期，各井场、集气站无人值守，无废水排放。

施工期一开、二开上部的钻井废水、废弃泥浆和岩屑在井场进行分离后，液相回用于钻井液配备，固相在井场进行防渗填埋，并对井场进行整理、平整、压实。二开下部和三开含磺化的钻井废弃物，在井场进行分离后拉运至克拉苏钻试修环保站进行处理，四开和五开含油的钻井废弃物，采用 LRET 处理工艺处理油基泥浆及含岩屑的混合物，分离的油基泥浆循环使用，提取的柴油用于配油基泥浆使用，处理后的固废加水搅拌后形成的块状固体运至克深天然固废填埋场填埋。

本项目的生产生活用水量小，不会对该区域地下水水量产生影响。运营期主要水污染物为油气处理厂产生的气田采出水、检修废水。采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。本项目采出水依托大北天然气处理厂的污水处理装置处理后回注地下。井场、集气站检修时产生的少量生产污水，直接收集在检修污水罐车内，运至大北油气处理厂污水处理系统处理。井场和集气站无人值守，无生活污水产生。

9.3.4 声环境影响评价结论

项目建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载车、电焊机、吊管机、柴油发电机组等。由于管道属于线性工程，局部地段的施工周期较短，因此，施工产生的噪声只短时对局部环境造成影响。本项目井区周围没有噪声敏感目标，施工期噪声主要对现场施工人员产生影响，不产

生噪声扰民现象。而且施工过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，可以为环境所接受。

运营期噪声源主要集中在井场。预计本项目实施后，井区内声环境质量能满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中 2 类标准，各厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 412348-2008)2 类标准。

9.3.5 固体废物影响评价结论

本项目可能对环境造成影响的主要固体废物包括施工期生活垃圾；生产运营期含油泥(砂)。

施工队产生的生活垃圾集中收集后定期清运至大北固废填埋场埋场。

本项目施工期产生的岩屑随钻井泥浆带出，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；二开下部和三开为磺化水基泥浆，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注；四开、五开产生的油基泥浆拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后形成的成品油基泥浆符合钻井使用要求，处理后的固体加水搅拌形成块状固体后运至克深天然固体废物填埋场填埋。生活垃圾清运至大北地区固废填埋场填埋。运营期产生的清管站的废渣、产生一定量的油泥和污泥属于危险废物，由汽车拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。项目施工期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

综合以上分析，本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

9.4 其他评价结论

9.4.1 环境风险分析评价结论

本项目在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生油气泄漏及井喷事故。一旦发生上述风险事故，应及时采取应急措施，尽可能减少对外环境的危害和影响。

根据以上分析，在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项

目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.4.3 清洁生产评价结论

本项目采用多井集气、采气管线气液混输+集气管线气液分输的工艺方案；采取有效的污染防治措施。本项目在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，能源消耗低，符合目前国际上油气田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析判断，本项目开发严格执行各类环保、节能措施后，符合清洁生产要求。

9.5 公众参与结论

本项目公众参与由建设单位塔里木油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（http://www.xjhbcy.cn），时间为2021年7月15日。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

9.6 综合评价结论

本项目建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

9.7 建议

（1）工程施工前，建设单位和施工单位应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法的条件下开工。施工期，定期向相关部门和环保管理部门汇报工程进度和生态防护与恢复情况，主动接受和配合监督检查，建立健全环境管理责任制。

（2）对油气集输管线等进行定期检查、维修，及时发现问题及时解决，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。对于泄漏的落地原油应及时清理，彻底回收，严

防污染扩大。

（3）在严格实施各项环境保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，减少区域生态环境的影响。

（4）石油开采废水（包括原油脱出水、钻井以及井下作业等生产工艺生产排放水）应处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注，同时要采取切实可行的措施，防止地层污染。