中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

博孜1区块2021年产能建设项目（一期）

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9月

目　　录

1 概述 1
1.1 项目特点..... 1
1.2 环境影响评价过程..... 1
1.3 分析判定相关情况..... 4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响..... 5
1.5 环境影响评价主要结论..... 6
2.总则 7
2.1 评价目的与原则..... 7
2.2 编制依据..... 8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选..... 12
2.4 环境功能区划..... 14
2.5 评价因子和评价标准..... 14
2.6 评价工作等级和评价范围..... 18
2.7 评价时段与评价重点..... 25
2.8 控制污染与环境保护目标..... 25
2.9 评价方法..... 26
3.建设项目工程分析..... 27
3.1 项目开发现状及环境影响回顾..... 27
3.2 工程概况..... 27
3.3 工程分析..... 66
3.4 清洁生产分析..... 83
3.5 污染物排放总量控制..... 91
3.6 相关法规、政策符合性分析..... 92
3.7 相关规划符合性分析..... 99
3.8 选址、选线合理性分析..... 102
3.9“三线一单”符合性分析 103
4 环境现状调查与评价..... 108
4.2 环境质量现状调查与评价..... 116
5 环境影响预测与评价..... 133
5.1 生态环境影响分析..... 133
5.2 大气环境影响分析..... 138
5.3 水环境影响分析..... 148
5.4 声环境影响分析与评价..... 160
5.5 固体废物影响分析..... 163
5.6 土壤环境影响分析..... 165
5.7 环境风险评价..... 169
6 环境保护措施及可行性论证..... 181
6.1 建设期环境保护措施..... 181
6.2 运营期环境保护措施..... 185
6.3 服役期满后环境保护措施..... 193

7.环境影响经济损益分析 196
7.1 项目的社会效益和经济效益 196
7.2 环保投资估算 197
7.3 环保措施效益分析 197
7.4 环境经济损益分析结论 198
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系 200
8.1 环境管理 200
8.2 企业环境信息公开 203
8.3 污染物排放清单 204
8.4 环境及污染源监测 205
8.5 环保设施“三同时”验收一览表 207
9. 结论与建议 210
9.1 工程概况 210
9.2 环境质量现状评价结论 210
9.3 环境影响评价结论 211
9.4 其他评价结论 213
9.5 公众参与结论 214
9.6 综合评价结论 214
9.7 建议 214
附件 215

1 概述

1.1 项目特点

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

博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）（以下简称“本项目”）位于克拉苏气田西部，行政区隶属阿克苏地区拜城县、温宿县管辖。本项目新部署采气井 4 口，建成天然气产能规模 $3.9\times10^{8}m^{3}/a$，凝析油产能规模为 $4.6\times10^{4}t/a$。本次在博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套，新建单井集气管线 12.94km，新建燃料气管线 11.21km，燃料气管线与集输管线同沟敷设；以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。

1.2 环境影响评价过程

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

2021 年 7 月 5 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

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

受天合公司委托，新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本项目区域地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2.1。

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

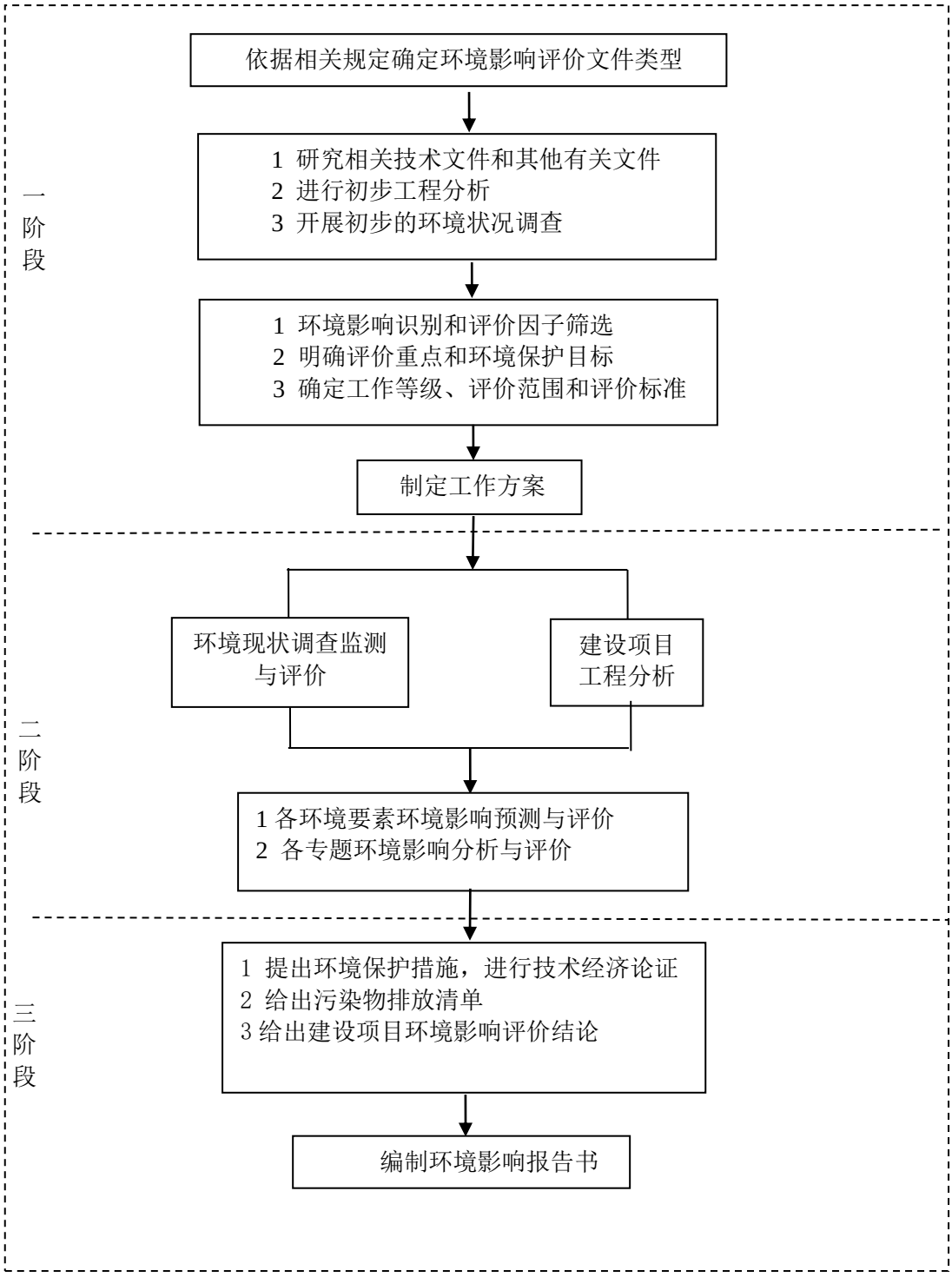

图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

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

（2）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《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。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于塔河油田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为林地和草地，草地为低覆盖度草地，林地为国家二级和地方公益林地，项目所在区域内草地的平均植被覆盖度约为 10～30%。

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

（4）三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

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

1.5 环境影响评价主要结论

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

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

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

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

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

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
21	中华人民共和国草原法（2013 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
7	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
8	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
9	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
10	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
11	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
12	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业部令第 1 号	1989-01-04
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
22	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
24	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
25	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
26	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
27	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
28	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
29	自然资源部 国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函	自然资函〔2020〕71 号文	2020-02-10
30	自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知	自然资函〔2020〕861 号	2020-09-26
31	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01
32	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部 2021 第 1 号	2020-01-04
33	污染地块土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令 2017 第 42 号	2017-07-01
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
8	《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
17	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
20	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
21	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发 2020〕142 号	2020- 07-29
22	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
10	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
14	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
15	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
16	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
17	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
18	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
19	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05

2.2.3 其他

（1）博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 影响因素识别

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

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析气田开发建设对土地利用结构的影响 （2）对气田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析 （3）气田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）气田开发对当地农牧业影响 （5）气田开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响
土壤	基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中的 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃	石油烃
地下水	K^{+}+Na^{+}、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^{-}、SO_4^{2}-、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数硫化物、石油类	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃、H_2S
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	油泥、建筑垃圾
环境风险	-	甲烷 结合当地的气象条件，对气田运营期间井场、输气管道可能发生的天然气泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

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

2.4.2 水环境

项目区及周边无地表水体，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

2.4.3 声环境

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

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，油田开发区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。

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

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 TSP、SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300		《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	
3	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
4	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，$PM_{2.5}$）	35	75		
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM_{10}）	70	150		
6	一氧化碳（CO）		4000	10000	
7	臭氧（O_3）		160	200	
8	非甲烷总烃（NMHC）			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢（H_2S）			10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

（2）水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	20	钠（mg/L）	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
3	浑浊度（NTU）	≤3	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤1.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH＜6.5	24	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤20.0
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
9	氯化物（mg/L）	≤250	28	汞（mg/L）	≤0.001
10	铁（mg/L）	≤0.3	29	砷（mg/L）	≤0.01
11	锰（mg/L）	≤0.10	30	硒（mg/L）	≤0.01
12	铜（mg/L）	≤1.00	31	镉（mg/L）	≤0.005
13	锌（mg/L）	≤1.00	32	铬(六价)（mg/L）	≤0.05
14	铝（mg/L）	≤0.20	33	铅（mg/L）	≤0.01
15	挥发性酚类(以苯酚计) （mg/L）	≤0.002	34	三氯甲烷（μg/L）	≤60
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	35	四氯化碳（μg/L）	≤2.0
17	耗氧量（COD_{Mn} 法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0	36	石油类（mg/L）	≤0.05

18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50			
19	硫化物（mg/L）	≤0.02			

（3）声环境

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

（4）土壤环境

根据项目所在区域环境特征，气田内站场、井场等建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准。博孜 1801 站场外用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）标准。见表 2.5-3，2.5-4。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	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 2.5-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	
2	镉	mg/kg	
3	汞	mg/kg	
4	砷	mg/kg	
5	铅	mg/kg	
6	铬	mg/kg	
7	铜	mg/kg	
8	镍	mg/kg	
9	锌	mg/kg	

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 锅炉大气污染物排放浓度限值；非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）（表 2）	标准来源
NOx	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
SO2	50	
烟尘	20	
非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准

（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》等相关标准要求回注，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依托大北天然气处理厂处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-6。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.5-6 《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（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

（3）噪声

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

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

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

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

本项目废气排放源主要为锅炉燃烧烟气、油田非甲烷总烃等废气的无组织排放。

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

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。

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

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.5

最低环境温度/℃		-27.4
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

参数名称	单位	SO_2	NOx	烟尘	NMHC
下风向最大落地浓度	mg/m³	0.0002	0.0108	0.0014	0.0003
最大浓度出现距离	m	14	14	14	95
评价标准	mg/m³	0.5	0.2	0.45	2
最大占标率	%	0.05	4.32	0.3	0.02
$D_{10\%}$	m	0	0	0	0

表 2.6-3 的计算结果表明，最大占标率 Pmax 为 4.328%，1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

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

2.6.2 地下水

（1）评价等级

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

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表

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

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-6 下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

本项目所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数取导则中表 B.1 中的经验值 10m/d；

I—水力坡度，根据区域水文地质条件，区内水力坡度很小，为 0.2‰～0.8‰，本次计算按最大值 0.8‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 25%；

L—下游迁移距离，m。

经计算，L 为 320m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围确定为：本项目各井场、站场四周外扩 320m，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

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

2.6.4 生态

（1）评价等级

表 2.6-7 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≥20km² 或 长度≥100km	面积 2-20km² 或 长度 20-100km	面积≤2km² 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

油田开发生态影响包括直接影响和间接影响，因此，本项目生态评价范围为：将井场、新建和扩建阀组等外围扩展 1km，集输管线两侧各 0.5km 带状区域的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H_2S，均属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录 B 中的油类物质，临界量 2500t；甲烷临界量 10t。本项目主要风险单元为密闭集输单元，

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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，...，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值 Q=0.26。本项目 Q＜1，环境风险潜势为I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价工作等级划分要求，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。见表 2.6-8。

表 2.6-8 环境风险评价等级划分

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

2.6.6 声环境

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

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

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

2.6.7 土壤环境

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

表 2.6-9 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

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

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

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

（1）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

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

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

2.9 评价方法

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

表 2.9-1 评价内容一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）。

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

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

3.2.1.3 建设规模

本项目新部署采气井 4 口，建成天然气产能规模 $3.9\times10^{8}m^{3}/a$，凝析油产能规模为 $4.6\times10^{4}t/a$。本次在博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套，新建单井集气管线 12.94km，新建燃料气管线 11.21km，燃料气管线与集输管线同沟敷设；以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。

3.2.1.4 工程组成

项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	博孜 1 区块	备注
1	产能	天然气		m^3/a	3.9×10^8	包含 4 口井：bz102-4、bz1801、bz105、bz701
		凝析油		t/a	4.6×10^4	
3	地面工程	井场		座	4	新建 4 座井场。井场永久占地面积为 7404m^2。每个井场含 1 套采气树
		博孜 1 集气站		套	扩建轮换计量阀组 1 套	其余油气集输、处理均依托克拉苏气田各区已建成集气站及处理站等进行处理
		集输管线	单井集输管线	km	12.94	bz102-4：管道规格 D114.3×13，管道材质 L245N
						bz1801：管道为 D114.3×10.0，材质为 L360N
						bz105：规格 DN100，材质 L245N，设计压力 22MPa
						bz701：管道规格 D88.9×9，L360N PSL2 钢管
			单井燃料气管线	km	11.21	bz102-4：管道规格 D60.3×4，管道材质 20#
						bz1801：管道为 D60.3×4，材质为 20
						bz105：规格 DN40，材质 20#钢，设计压力 1.6MPa
						bz701：管道采用 D60×4，材质 20#无缝钢管
		集输加热	燃气加热炉	座	4	本项目共设 4 座 315kw 加热炉，均用于井口及集输管线加热
	配套工程	供水	生产、生活用水			无人值守井场，施工生产、生活用水从大北天然气处理厂的水源站采用清水罐车拉运供给

序号	项目名称	内容		单位	博孜 1 区块	备注
4		供电	电力线路	km	9.861	主要依托区内已建变电站等电力设施，新建 35kV 线路就近接附近电网，线路材质为 LGJ-70/10
		通信	光缆线路	km	12.63	与新建 35KV 电力线路同杆架空敷设
		防腐	/			1）地上非保温管道（碳钢）及设备涂层防腐层结构：高固体份环氧底漆（干膜厚度≥80μm），环氧云铁中间漆（干膜厚度≥100μm），丙烯酸聚氨酯面漆（干膜厚度≥80μm），总干膜厚度≥260μm。2）地上保温管道（碳钢）及设备防腐层结构：高固体份环氧底漆（干膜厚度≥100μm），环氧云铁中间漆（干膜厚度≥100μm），总干膜厚度≥200μm。3）埋地非保温管道（碳钢）防腐层结构：无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度≥400μm）+厚胶型聚乙烯胶粘带（厚度≥0.6mm），搭接宽度不小于胶粘带宽度的 55%（胶粘带防腐层总厚度≥1.2mm），厚胶型聚乙烯胶粘带需要在无溶剂液体环氧涂层实干后再进行缠绕。4）埋地保温管道（碳钢）防腐层结构：无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度≥400μm）。5）埋地和地上保温不锈钢管道防腐采用厚胶型聚乙烯胶粘带（厚度≥0.6mm），搭接宽度不小于胶粘带宽度的 55%（胶粘带防腐层总厚度≥1.2mm）。6）地上非保温不锈钢管道不做外防腐。7）对管道地面上、下各 200mm 范围内作耐候处理，在原防腐层的基础上缠绕一层铝箔胶带（厚度≥0.8mm），搭接宽度不小于铝箔胶带宽度的 55%（胶带防腐层总厚度≥1.6mm）
		电气	bz102-4			配电设计机柜间内设 1 面固定式低压配电柜，为井场所有用电设备供电。低压柜电源采用 YJV22-0.6/1kV5X35 电缆直埋引自站外架空线路柱上变压器低压开关箱。机柜间内设 1 套 UPS 不间断电源为仪表 RTU、井控盘、通信设备等供电。UPS 容量为 3kVA，后备时间 2 小时
			bz1801			1 座电控信一体化撬（含配电柜、UPS 等）；1 面防爆配

序号	项目名称	内容		单位	博孜 1 区块	备注
				电箱；1 套本安型人体静电释放仪；3 套防爆泛光灯		
			bz105	1 面落地式动力配电柜；1 面户外开关箱；1 面照明配电箱；1 面防爆检修箱；1 面防爆配电箱；2 套防爆路灯；		
			bz701	1 座电控信一体化撬（I 型）；1 面防爆配电箱；3 套防爆路灯；1 套本安型人体静电释放仪		
		仪表	bz102-4	1 台压力变送器；1 台温度变送器；3 套系统组态调试		
			bz1801	1 支防爆型一体化温度变送器；2 只智能压力变送器；2 台固定式可燃气体探测器；1 项液控 RTU 系统扩容		
			bz105	2 台温度变送器；2 台压力变送器；4 台固定式可燃气体探测器；1 套远程终端 RTU		
			bz701	1 支防爆型一体化温度变送器；1 只智能压力变送器；2 台固定式可燃气体探测器；1 座电控信一体化撬；1 项 RTU 系统扩容		
		通信	bz102-4	摄像机 2 套，交换机 2 台		
			bz1801	2 套网管型模块化百兆二层工业以太网；1 套一体化防爆云台枪型摄像机；1 套扩音对讲系统设备		
			bz105	1 套网管型模块化百兆二层工业以太网交换机；2 套一体化防爆摄像云台；2 套彩色高清低照度数字网络摄像机；1 套网管型模块化千兆二层工业以太网交换机		
			bz701	2 套网管型模块化百兆二层工业以太网；1 套一体化防爆云台枪型摄像机；1 套室外智能高清红外网络球型摄像机；1 套扩音对讲系统设备		
		消防	bz102-4	1 台推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50；2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8；2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8；2 具手提式二氧化碳灭火器 MT7；2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8		
			bz1801	8 具 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器；3 具灭火器箱（内设 2 具 MF/ABC8 型手提式灭火器）；2 具 MT7 型手提式二氧化碳灭火器；1 具灭火器箱（内设 2 具 MF7 型二氧化碳灭火器）；1 套消防器材间		
			bz105	9 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器；2 台推车式磷酸铵盐干粉灭火器；1 具手提式二氧化碳灭火器；5 个灭火器箱；2 具 MFT/ABC50 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器；1 间消防器材间		
			bz701	1 具推车式铵盐干粉灭火器 MFT/ABC20；4 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8；2 具手提式二氧化碳灭火器 MT7；4 个灭火器箱 XMDDS42；1 座消防器材间		
		暖通	bz102-4	空调 1 台，电暖器 2 台		
			bz1801	空调 1 台，电暖器 2 台		
			bz105	2 台分体热泵型挂壁式空调器；4 台挂壁式电暖器		

序号	项目名称	内容		单位	博孜 1 区块	备注
			bz701	空调 1 台，电暖器 2 台		
5	依托工程	油气集输和处理	大北天然气处理厂	大北天然气处理厂设计处理规模为 1500×10⁴m³/d，目前处理量约 1300×10⁴m³/d。本项目预计新增天然气产能 118.7×10⁴m³/d，可依托大北天然气处理厂处理		
		采出水处理	大北天然气处理厂	本项目采出水处理部分依托大北天然气处理厂含油污水处理站处理。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		
		井下作业废水	克拉苏钻试修废弃物环保处理站	本项目井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理		
		施工期生活污水	博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施	本项目施工期生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施进行处理		
		施工期生活垃圾和建筑垃圾	大北地区固废填埋场	本项目施工期生活垃圾和建筑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建设容量为 28×10⁴m³，目前尚有富裕量，可接收本项目施工期产生的固体废物（一般工业固废约 1.42t，生活垃圾约 0.5t）		

序号	项目名称	内容		单位	博孜 1 区块	备注
		油泥（沙）以及清管废渣处理	塔里木油田绿色环保站	油泥（沙）以及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 7.45t/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		

3.2.1.5 工程投资

项目总投资 4302.4 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托博大油气开发部对本项目生产进行全面管理，井场无人值守。

3.2.2 气田资源概况

3.2.2.1 克拉苏气田油气资源概况

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

克拉苏构造带天然气资源丰富，已上报三级天然气地质储量 $6544.85\times10^{8}m^{3}$，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。

3.2.2.2 博孜区块气藏概况

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

2012年10月博孜1气藏上交凝析气预测地质储量798.92×$10^8$$m^3$，其中，干气预测地质储量786.94×$10^8$$m^3$，干气技术可采储量472.16×$10^8$$m^3$，凝析油预测地质储量712×$10^4$t，新增凝析油技术可采储量356×$10^4$t，含气面积83.0$km^2$，含气层位白垩系巴什基奇克组，气藏类型为层状断背斜型凝析气藏。由于博孜1井仅钻揭白垩系巴什基奇克组74.5m，且目的层采用小井眼钻进，钻时低，测井解释物性值偏低，因此最终计算的地质储量偏低。

3.2.2.3 气藏构造概况

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

该区由于膏盐薄弱层的存在，构造变形分为盐上、盐层和盐下三个构造层。由于膏盐的滑脱调节作用，盐上构造层与盐下构造层变形特征存在明显的差异。在巨厚砾石层的差异负载和南北向挤压应力作用下，膏盐岩层向周缘流动导致博孜区块主体部位膏盐层较薄，盐上构造层为一个沉降中心位于南部的向斜构造，盐下层则在强烈的南北向挤压作用下形成一系列由北向南逆冲的断裂（局部发育反冲断裂）及一系列伴生的褶皱。在这些褶皱上形成了成排成带分布的断块型圈闭，主要涉及博孜和阿瓦特区块的 8 个断块，包括博孜 1、101、102、104、博孜 3、博孜 9、博孜 12 断块。见图 3.1-2。

3.2.2.4 气藏地层特征

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

3.2.2.5 流体性质参数

BZ102-4 井暂无流体参数分析数据，其流体性质参考博孜 1 区块内已建单井数据。甲烷含量高，非烃气体含量低。天然气平均分子量 19.34，相对密度为 0.67，天然气甲烷平均含量 83.02%，乙烷平均含量 7.69%，丙烷平均含量 2.32%，氮气（N_2）平均含量为 3.94%，CO_2 含量为 0.41%，不含 H_2S；干燥系数（C_1/C_1^+）0.877，表现为典型凝析气特征，与博孜 3 气藏相似。

BZ102-4 井暂无流体参数分析数据，其流体性质参考博孜 1 区块内已建单井数据。地面凝析油密度 0.7936～0.7953g/cm^3（20℃），平均 0.7948g/cm^3；动力粘度 1.0280～1.0590mPa.s（50℃），平均 1.0440mPa.s；凝固点 4.0~6.0℃，平均含蜡 14%，胶质 0.13%，沥青质 0.07%，凝析油析蜡点 23℃，气油比 6628～9130m^3/m^3。总体上具有密度低、粘度低的特点。

BZ105 井暂无流体参数分析数据，参考博孜 102-2 井天然气性质。博孜 102-2 井天然气甲烷含量较高，非烃气体含量低，为优质天然气。天然气平均相对密度为 0.667，天然气甲烷平均含量为 85.62%，乙烷平均含量 6.189%，丙烷平均含量 1.667%，氮气（N_2）平均含量为 3.167%，酸性气体含量很小，CO_2 含量为 0.34%，不含 H_2S。

由于未提供 BZ105 井的具体数据，参考博孜 102-2 井凝析油性质。博孜 102-2 井最新凝析油分析报告结果如表 3.2-2 所示。

表 3.2-2 博孜 102-2 井凝析油分析数据

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

析蜡点，℃	22	45	232.0	终馏点	532.6
残炭，%	/	50	246.7	/	/
灰分，%	/	以下空白			
蜡含量，%	19.6				
胶质，%	0.38				
沥青质，%	0.08				
硫含量，%	0.0165				
机械杂质，%	/				
37.8℃饱和蒸气压，kPa	/				

BZ701 井暂无流体参数分析数据，参考邻井博孜 7 井数据。天然气平均分子量为 23.11，平均相对密度 0.789，甲烷平均含量 69.53%，乙烷平均含量 14.62%，丙烷平均含量 7.20%，重烃含量很小，氮气（N_2）含量低，平均 2.69%，CO_2 平均含量 0.46%，不含 H_2S，干燥系数（C_1/C_1^+）达 0.7。

BZ701 井暂无流体参数分析数据，参考邻井博孜 7 井数据。地面凝析油密度 0.7963～0.8004g/cm^3（20℃），平均 0.7971g/cm^3；动力粘度 1.369～1.566mPa·s（50℃），平均 1.461mPa·s；凝固点 0℃~4℃；含蜡 13.4%~16.7%，平均 15.2%，总体上具有密度低、粘度低、含蜡高的特点。

BZ1801 井暂无流体参数分析数据，其流体性质参考博孜 1 区块内已建单井数据。博孜 1 区块天然气平均分子量为 18.48，平均相对密度 0.64，甲烷平均含量 88.55%，重烃（C_2^+）含量很小，氮气（N_2）含量低，平均 1.34%，CO_2 平均含量 0.31%，不含 H_2S，干燥系数（C_1/C_1^+）达 0.9。

博孜 1 区块地面凝析油密度 0.7745～0.8077g/cm^3（20℃），平均 0.7868g/cm^3；动力粘度 0.7013～1.438mPa·s（50℃），平均 0.9347mPa·s；总体上具有密度低、粘度低、含蜡高的特点。

区域上地层水 PH 值平均 6.28，密度平均为 1.13g/cm^3，氯根 116800～125200mg/L，总矿化度 192000～207900mg/L，水型 $CaCl_2$ 型，为封闭条件较好的地层水。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

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，本次博孜 1 区块设计总井数 4 口（全部为生产井），建成天然气产能规模 $3.9\times10^8m^3/a$，凝析油产能规模为 $4.6\times10^4t/a$。

开发原则：整体部署、择优实施，开发过程中分步实施，及时优化调整，以便降低开发风险；开发方式要适应气藏地质和流体性质特点，同时配套合理的井筒、地面以及处理装置，以期获得最大限度的采收率和最佳的经济效益；按《天然气开发管理纲要》及同类低渗气藏的开发实践，气藏应达到 10 年以上的稳产年限，要处理好采气速度与稳产年限的关系，优化投产程序，达到稳产年限的目标；气藏开发必须适应其高压的特点，尽量采用成熟的钻井、储层改造、采气及地面工艺技术，确保安全生产。

总体平面布置图见图 3.2-2，各部署井基本情况表见表 3.2-3。

表 3.2-3 各部署井基本情况表

序号	井型	井名	进尺 m	区块	进站	本次管线建设情况	进站	本次管线建设情况
1	直井	bz102-4	6514	博孜 1 区块	博孜 1 集气站	新建	大北天然气处理厂	已建
2	直井	bz1801	6969		博孜 18 集气站	新建	大北天然气处理厂	已建
3	直井	bz105	6766		博孜 1 集气站	新建	大北天然气处理厂	已建
4	直井	bz701	7640		博孜 101 集气站	新建	大北天然气处理厂	已建

3.2.3.2 开发指标预测

本项目开发指标预测见表 3.2-4。

表 3.2-4 生产指标预测总表

项目	设计井数(口)	井网布置	最高日产气 ($10^4m^3/d$)	最高日产油(t)
bz102-4	1	不规则面积井网，井距	25	20.77
bz1801	1		60	30
bz105	1		30	15
bz701	1		3.7	73
合计	4		118.7	138.77

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 集输工艺方案

根据方案气田内部一般采用枝状的单井集气和放射状的多井集气方式。

以单井集气或多井集气方式对天然气进行收集及预处理，会影响到集气站的数目、设备总量和采集气管道长度。经过初步的管网及站场统一优化比选，结合气田内不同产气区域的地理位置及井位部署，博孜气田采取“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。

本项目外输系统依托已建大北外输管线，无需要新建外输管线。

（1）单井集气与多井集气

根据井位分布可以看出，项目区井位分布较为密集，井间间距大多数为0.8～1.4km，为降低投资、方便维护管理，井场装置流程简化，气田设施宜集中布置，采用多井集气工艺设施集中布置，故在井位分布集中的地方采用多井集气工艺。间距比较近的单井，通过串接后进入集气站。

（2）气液混输

本项目采用气液混输工艺的井场流程简易，工程投资比气液分输工艺省，操作简便井场无人值守，适于本气田所处环境条件，因此推荐采气系统采用气液混输工艺。

3.2.4.2 集输站场

本项目新建井场 4 座，扩建博孜 1 集气站。

（1）井场

新建井场 4 座，均为无人职守站。站场建设工程内容见表 3.2-5。井场平面布局见图 3.2-3。

①新建 BZ102-4 井单井井场 1 座，包括 315KW 节流加热撬、化学药剂注入撬、机柜间、放喷池以及配套的总图、自控仪表、电气、通信、防腐、结构、消防、等辅助工程。

主要设备选择见表 3.2-5。

表 3.2-5 bz102-4 站场主要设备选择表

序号	工程内容	规格	单位	数量	备注
1	加热节流撬	315kW 22MPa	台	1	利库
2	缓蚀剂加注撬	22MPa 5L/h	台	1	外购

②新建 bz1801 井单井井场 1 座，包括 315KW 节流加热撬、化学药剂注入撬、机柜间、放喷池以及配套的总图、自控仪表、电气、通信、防腐、结构、消防、等辅助工程。

主要设备选择见表 3.2-6。

表 3.2-6 bz1801 站场主要设备选择表

序号	工程内容	规格	单位	数量	备注
1	加热节流撬	315kW 22MPa	台	1	
2	化学药剂注入装置	设计压力：22MPa 额定排量：2L/h 配电功率：5kW 加注量调节范围：20%~120%	座	1	
3	球阀				
	BOV01A/B	DN50Q47Y-1500(Lb)A182F60	套	2	配法兰垫片及紧固件
	BOV02	DN150Q41F-25A105	套	1	配法兰垫片及紧固件
	BOV03A~D	DN100Q347Y-1500(Lb)A182F60	套	4	配法兰垫片及紧固件
	BOV04	DN50Q41F-25A105	套	1	配法兰垫片及紧固件
4	截止阀				
	GLV01A/B	DN15J41Y-1500(Lb)A182F60	套	2	配法兰垫片及紧固件
5	止回阀				
	CHV01	DN15H44H-1500(Lb)A182F60	套	1	配法兰垫片及紧固件
6	放空阀				
	FJV01	DN50FJ41Y-1500(Lb))1A182F60	套	1	配法兰垫片及紧固件
7	安全阀				
	PSV01	弹簧封闭全启式安全阀	套	1	
		型号：A42Y-1500(Lb)			
		定压：20MPa			
		连接面：进口 RJ 出口 RF			

序号	工程内容	规格	单位	数量	备注
		进口接管尺寸/材质：D60/S32205			
		出口接管尺寸/材质：D89/Q345E			
8	绝缘接头				
	JY01	DN100 class1500	个	1	
	JY02	DN5 0PN16	个	1	
9	CTP01	DN100 class1500	个	1	
10	测温测压套	DN100 class1500	个	1	焊接
11	雾化器	S-WHQ DN100 class1500	套	1	
12	二阀组	1/2"NPT(M)-1/2"NPT(F)Class1500	套	1	带排泄阀

③新建 bz105 井单井井场 1 座，博孜 105 井场为无人值守站场。主要设置有井口区 8m×8m；工艺装置区 15m×15m；加注区 4m×4m；焚烧池 10m×5m；设备间 3.2m×6.6m。井口区位于井口；工艺装置区布置在采气树右侧；加注区布置在井场入口右侧，便于加注原料的补充；设备间布置在井场入口左侧，便于巡检也离井口较远；焚烧池布置在单井场的最小频率风向的上风侧，距井场间距不小于 60m。

主要设备选择见表 3.2-7。

表 3.2-7 bz105 站场主要设备选择表

序号	工程内容	规格	单位	数量
1	真空加热炉	Class2500/Class1500 315kw	套	1
2	缓蚀剂加注撬	P22MPa	套	1
3	测温测压法兰	PN40MPa DN100	个	1
4	测温测压法兰	PN40MPa DN100	个	1
5	测温测压法兰	PN22MPa DN100	个	1

④新建 bz701 井单井井场 1 座，包括 315KW 节流加热撬、化学药剂注入撬、机柜间、放喷池以及配套的总图、自控仪表、电气、通信、防腐、结构、消防、等辅助工程。

主要设备选择见表 3.2-8。

表 3.2-8 bz701 站场主要设备选择表

序号	工程内容	规格	单位	数量	备注
	采气树	/	座	1	
1	加热节流撬	315kW 22MPa	台	1	

序号	工程内容	规格	单位	数量	备注
2	化学药剂注入装置	/	座	1	
3	球阀				
	BOV01A~C	DN50 Q47Y-2500(Lb)RA182F60	套	3	配法兰垫片及紧固件
	BOV02A~F	DN80 Q347Y-2500(Lb)RA182F60	套	6	配法兰垫片及紧固件
	BOV03	DN50 Q41F-16CA105	套	1	配法兰垫片及紧固件
4	截止阀				
	GLV01	DN15 J41Y-1500(Lb)RA182F60	套	3	配法兰垫片及紧固件
5	止回阀				
	CHV01	DN15H44H-1500(Lb)RA182F60	套	1	配法兰垫片及紧固件
6	绝缘接头				
	JY01	DN80 PN250	个	1	
	JY02	DN80 PN16	个	1	
7	测温测压套				
	CTP01A/B	DN80 PN250	个	2	
	CTP02	DN80 PN250	个	1	

（2）博孜 1 集气站扩建

博孜单井来的原料气，先进入新建的轮换计量阀组，新建轮换计量阀组与已建轮换计量阀组并联，经轮换分离计量后，送至下游处理厂。上游管线设计压力为 22MPa，博孜 1 集气站原设计压力为 20MPa，进站处设置超压安全阀及进站紧急切断阀。进站管线放空利用原集气站放空系统。

博孜 1 集气站改造主要设备为各种阀门。

主要设备选择见表 3.2-9。

表 3.2-9 博孜 1 集气站主要设备选择表

序号	工程内容	规格	单位	数量
1	轮换计量阀组	/	套	1

博孜 1 集气站平面布置图见图 3.2-4。

3.2.4.3 集输管网布置

（1）集输工程内容

本项目集输工程主要工程汇总见表 3.2-10。

表 3.2-10 集输工程内容表

序号	设备名称		单位	数量	备注
1	bz102-4	单井集输管线	km	1.9	管道规格 D114.3×13，管道材质 L245N
2		单井燃料气管线	km	0.2	管道规格 D60.3×4，管道材质 20#
3	bz1801	单井集输管线	km	2.9	1.设计压力：22MPa； 2.设计输气量：$60\times10^4m^3/d$； 3.设计温度:常温； 4.输送介质: 原料天然气 设计压力 22MPa，管道采用 D114.3×5，材质 L360N
4		单井燃料气管线	km	2.9	1.设计压力：1.6MPa； 2.设计输气量：$0.144\times10^4m^3/d$； 3.设计温度:常温； 4.输送介质:净化天然气； 燃料气管道设计压力 1.6MPa，管道采用 D60.3×4，材质 20 无缝钢管
5	bz105	单井集输管线	km	2.6	规格 DN100，材质 L245N，设计压力 22MPa
6		单井燃料气管线	km	2.57	规格 DN40，材质 20#钢，设计压力 1.6MPa
7	bz701	单井集输管线	km	5.54	1.设计压力：22MPa； 2.设计输液量：$92m^3/d$； 3.设计输气量：$3.7\times10^4m^3/d$； 4.设计温度:常温； 5.输送介质:天然气； 设计压力 22MPa，管道规格 D88.9×9，L360N PSL2 钢管
8		单井燃料气管线	km	5.54	1.设计压力：1.6MPa； 2.设计输气量：$0.144\times10^4m^3/d$； 3.设计温度:常温； 4.输送介质:净化天然气； 设计压力 1.6MPa，管道采用 D60×4，材质 20#无缝钢管
9	集输加热	315kW 燃气加热炉	座	4	4 台井场加热炉

单井集输管网示意见图 3.2-5。

（2）管道敷设

①bz102-4

BZ102-4 井集输线路起点 BZ102-4 井场，与博孜 105 井采气管线并行敷设，本工程管线位于博孜 105 井采气管线北侧，与博孜 105 井采气管线间距≥6m，穿越段共用涵管，间距为 0.5m。终点博孜 1 集气站预留阀组，线路全长 1.9km。燃料气管线 T 接自博孜 105 燃料气管线。终点为 BZ102-4 井加热节流撬，线路长度 0.2km。

（1）道路穿越

本工程管线位于博孜 105 井采气管线北侧，与博孜 105 井采气管线间距大于等于 6m，穿越段共用涵管，间距为 0.5m。本工程线路穿越砂石路三次，采用大开挖的方式进行穿越，穿越水渠一次，穿越沥青路一次，采用顶管加套管穿越的方式。集输管道与燃料气管道与博孜 105 井管道共用水泥涵管，钢套管规格为 D529×8.0。套管顶距离公路路面≥1.2m，套管顶距离路边沟沟底≥1.0m，套管伸出路堤坡脚或边沟外边缘不小于 2m。套管两端用 δ=7mm（2 层）油浸木质挡板封死，然后用沥青麻丝封堵，封死段长度不小于 200mm，套管与工作管之间环行空间采用浸油木块支撑，并满足强度及稳定性要求。

（2）小型河流、沟渠穿越

管道采用开挖方式穿越小型河流、沟渠及冲沟，管道沟埋敷设后，应恢复原有的地形地貌。

1）管道穿越有冲刷深度信息资料的小型河流、沟渠应保证管顶最小埋深位于最大冲刷深度线（即河床稳定层）1.0m 以下。

2）在无冲刷或疏浚的水域应保证管顶最小埋深在水床底面 2.5m 以下，管道穿越农田灌溉用水渠及毛细渠时，保证管顶最小埋深不小于 2.5m，且根据具体河段的工程地质条件进行护岸和稳管，均需满足《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013 的要求。

3）在有衬砌的水渠，埋设深度要保证管道处在渠底深度 1.2m 以下，其它水渠和鱼（水）塘穿越，要求管道埋设深度在现状塘（渠）底以下 2.5m。

4）一般选在枯水季节实施开挖穿越，若带水施工应根据水量大小采取围堰导流或围堰排水方式施工。

本段管道累计穿越水渠共 1 次，具体详见表 3.2-11。

表 3.2-11 河流、沟渠穿越统计表

序号	起始里程（km+m）	终止里程（km+m）	穿越长度(m)	穿越方式	备注
1	K1+546	K1+566	20	开挖加套管	小型水沟

（3）地下电（光）缆、管道穿越

根据测量资料未发现有与其他电（光）缆、其它已建管道交叉的情况，施工过程中如遇交叉，则按以下要求处理。

管道沿线穿越电（光）缆、其它已建管道时应满足以下要求：

管道与埋地电（光）缆线交叉时，管道在其下方通过，垂直净距≥0.5m。

管道与其它地下管道交叉时，管道宜在其下方通过，垂直净距≥0.3m，如遇瓦管或铸铁管，用型钢制成合适支撑。

为确保地下电（光）缆、已建管道的安全，施工前应进行地下管道及障碍物探测，待确定其准确穿越位置后，两侧 5m 管沟采用人工开挖。电（光)缆、管道两侧各 5m 的管沟均采用人工回填夯实，回填土内不得含有石头或其它有可能损伤电(光)缆、管道的物体。同时按要求在电(光)缆上压盖红砖。

如果在管道施工时发现的其它未做标注埋地电（光）缆和管道时，应确认后进行人工开挖，注意保护电（光）缆和管道避免损伤。

②bz1801

本次线路工程起于博孜 1801 井，自北向南至博孜 8 线路博孜 18 集气站，经博孜 18 集气站输送至至博孜 3 集气干线阀室，管线全长 2.75km。管线全程高差 10m，采气管道与燃料气管道同沟并行敷设。

（1）承建单位资质

承担施工的单位，必须具备建设行政单位主管部门批准与颁发的相应资格证书。在施工前施工承包商应小心探明地下建、构筑物的准确情况，并在施工前作好标识和保护措施后方可施工。

（2）施工作业带清理

1、作业带清理应弄清施工作业带内是否埋设有管道、电缆、光缆，以及其它建构筑物或设施。探明的地下设施处应设立标志，并在竣工图中注明，施工时采取相应的保护措施。

2、施工作业带占地宽度应根据现场具体情况，结合管道覆盖土层厚度、沟底加宽裕量、施工便道的宽度等条件确定。本工程采气管道、燃料气管道同沟敷设，考虑到管道同沟敷设、管沟开挖的土方堆放、施工运输设备和管道的焊接安装场地的要求，推荐施工作业带宽为 12m。

3、管道施工作业带只能进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种。

（3）管沟开挖及回填

1、开挖基本要求

在管沟开挖前，应进行移桩。转角桩按转角的角平分线方向移动，其余轴线

桩应平移至堆土一侧施工作业带边界线内不大于 200mm 处。对于移桩困难的地段可采用增加引导桩、参照物标记等方法来确定原位置。

有地下障碍物时，障碍物两侧 3m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。

2、边坡确定

对不同的土质，在开挖时应考虑施工机械的侧压、震动、管沟暴露时间等因素。深度在 5m 以内（不加支撑）的一般地段，管沟最陡边坡的坡度应符合表 3.2-12 的规定。

表 3.2-12 深度在 5m 内管沟边坡坡度

土壤类别	最陡边坡坡度		
	坡顶无载荷	坡顶有静载荷	坡顶有动载荷
中密的砂土	1:1.00	1:1.25	1:1.50
中密的碎石类土（填充物为砂土）	1:0.75	1:1.00	1:1.25
硬塑的轻亚粘土	1:0.67	1:0.75	1:1.00
中密的碎石类土（填充物为粘性土）	1:0.5	1:0.67	1:0.75
软土（经井点降水）	1:1.00	/	/
硬质岩	1:0	1:0	1:0

管沟开挖时，应将挖出的土方堆放在与施工便道相反的一侧，距沟边不小于 1m。对于地势平坦、土质松软且能连续施工的地段，应尽量采用轮斗挖掘机，除此之外则用单斗挖掘机。管沟开挖工序宜滞后管道组对工序，二者距离相隔宜为 1500m。

有地下设施段宜先开挖管沟。管沟开挖应与管道组对、焊接、下沟、回填紧密结合，开挖一段，完成一段，每段长度不宜超过 1.5km，每段回填后应及时进行水工保护施工。

碎石、卵石段及岩石段管沟深度应比设计要求的深度超挖 200mm，以便铺垫层保护管道防腐层。管沟沟壁不得有欲坠的石头。

施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

3、管沟验收

管沟成型后，应进行检查，管沟检验项目、检验数量、检验方法及合格标准

应符合表 3.2-13 规定。

表 3.2-13 管沟检验项目、检查数量、检验方法及合格标准表

检查项目	检查数量	检查方法	检查方法
外观	全部	观察检查施工记录	直线段管沟顺直，曲线段圆滑过渡，无凹凸和折线；沟壁和沟底平整，无沟坎阶梯，无锐器物；沟内无塌方、无杂物、转角符合设计要求。
管沟中心线偏移	不少于 5 处/km	用经纬仪检查	运行偏差小于 150mm
沟底宽度	全部	用尺检查	允许偏差为—100mm
沟底标高	不少于 5 处/km	用水准仪检查	允许偏差为+50～—100mm
边坡点	全部	用尺检查	允许偏差应小于 1000mm

（4）管道同沟敷设

本工程采气管道与燃料气管道同沟敷设，根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）的要求，管道净间距要求不小于 0.5m，本工程同沟敷设情况详见表 3.2-14。

表 3.2-14 本工程管道同沟敷设表

序号	起止桩	长度（m）	同沟敷设管道名称	管径（mm）	并行间距（mm）	相对位置（气流方向）
1	GX1801-01～GX1801-09	2.75	博孜 1801 井集气管道	114.3	500	左
			博孜 1801 井燃料气管道	60.3		右

（5）管道穿越

1.公路穿越

本工程采气管道和燃料气管道穿越公路 4 次，采用大开挖方式穿越，管顶埋深应不小于沟底 1.5m，并采用穿套管稳管。

表 3.2-15 沟渠穿越统计表

序号	穿越名称	穿越方式	保护方式	穿越总长度（m）
1	公路穿越	开挖沟埋	穿套管	48

2.水渠穿越

本工程采气管道和燃料气管道穿越水渠 2 次，采用顶管方式穿越，管顶埋深应不小于沟底 1.5m，并采用穿套管稳管。

表 3.2-16 沟渠穿越统计表

序号	穿越名称	穿越方式	保护方式	穿越总长度（m）
1	水渠穿越	顶管	穿套管	24

3.地下电（光）缆、管道穿越

管道穿越地下电（光）缆和其它未探明已建管道时，施工前应取得相关主管部门的同意并在施工过程中进行有效保护，按照相关规定进行操作，避免对其造成损伤。

管道与其它埋地管道交叉穿越时，应在其下方通过，垂直间距不小于 0.3m；与埋地光（电）缆交叉穿越时，也应在其下方通过，其垂直间距不小于 0.5m。管沟开挖前应探明埋地管道（或光/电缆）的位置，并通过条形探坑进行确认，管道（或光/电缆）两侧 5m 内管沟必须采用人工开挖 5m 之外才允许机械挖沟。光(电)缆、管道两侧各 3m 均采用人工回填分层夯实，回填土内不得含有石块或其他有可能损伤光(电)缆或其它已建管道的物体。

③bz105

新建博孜 105 井采气管线 PN22MPa，总长约 2.6km，线路从博孜 105 井场出站为起点，向北方向敷设约 2.6km 至已建博孜 1 集气站。

1.施工作业带清理及施工道路修筑

1）施工作业带清理及施工道路修筑按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）规范中的第 6 章执行。

2）扫线、施工作业带清理、修筑施工道路的原则是，保证施工顺利和安全、地方同意、施工车辆运行安全、对周边生产、生活和生态环境影响和干扰最小、工程量和投资最省。

3）施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水填平。

4）尽量减少农田、林木地段的占地，对农田、林木地段应注意保护。

5）施工完毕之后，要注意施工作业带的复耕工作，使土地回到有用状态。

6）为便于本工程管道施工，可设置与已有伴行公路相连接的施工便道，由于本管道与其他已建管道并行敷设，为了避免对在建和已建管道造成破坏，施工

便道通过已建管道上方时应采取管道强度核算及铺垫厚土、铺垫钢板等机械保护措施。

2.管沟开挖

1）一般线路段管沟开挖时，《油气田集输管道施工规范》（GB 50819-2013）规范中的第 5 章和第 11 章执行；管沟开挖前应探明施工作业带内是否埋设有管道、电缆、光缆，以及管道中心两侧 20m 范围内的建构筑物或设施。探明的地下设施处应设立标志，并在竣工图中注明，施工时采取相应的保护措施。

2）管沟开挖应按纵断面图的管底设计标高进行，若现场实际地形与设计图有较大出入时，可进行适当调整，但应满足管顶埋深不得小于 1.5m。若通过地区最大冻土深度超过 1.5m，则管道应埋设在最大冻土深度以下。管沟范围内有明显的冲积痕迹的地区，管道埋深应加深处理。

3）管沟几何参数

（1）边坡系数：管沟最陡边坡坡度应符合表 3.2-17 的规定；

表 3.2-17 深度在 5m 内管沟边坡坡度

土壤类别	最陡边坡坡度		
	坡顶无载荷	坡顶有静载荷	坡顶有动载荷
中密的砂土	1:1.00	1:1.25	1:1.50
硬塑性的粉土	1:0.67	1:0.75	1:1.00
中密的碎石类土（填充物为粘性土）	1:0.50	1:0.67	1:0.75
硬塑性的粉质黏土、黏土	1:0.33	1:0.50	1:0.67
老黄土	1:0.10	1:0.25	1:0.33
软土（经井点降水）	1:1.00	/	/
硬质岩	1:0	1:0	1:0

（2）深度在 5m 以内管沟沟底宽度为：根据 GB50819 的要求，本工程 DN100 管径的管沟宽度均设计为 1.4m。

（3）管沟深度满足管顶埋深不小于 1.5m。

（4）石方段、卵砾石段、角砾土段管沟开挖应比管底设计标高超挖 0.2m，在管子下沟前用细土回填超挖部分。

4）管沟开挖时，应将挖出的土石方堆放在与施工便道相反的一侧，距沟边不小于 1m。在耕作区开挖管沟时，表层耕作土应靠作业带边界线堆放，下层土

应靠近管沟堆放。对于地势平坦、土质松软且能连续施工的地段，应尽量采用轮斗挖掘机，除此之外则用单斗挖掘机。管沟开挖工序宜滞后管道组对工序，二者距离相隔宜为 1500m。有地下设施或石方地段宜先开挖管沟。山前冲积平原地段管沟开挖，应防止洪水对管沟的冲刷，管沟开挖应与管道组对、焊接、下沟、回填紧密结合，开挖一段，完成一段，每段长度不宜超过 1.5km，每段回填后应及时进行水工保护施工。有明显冲刷的地段，管道应加深埋深。

6）管沟的底宽及边坡应根据不同土壤性质、条件及施工方法综合确定。

7）深度超过 5m 的管沟边坡开挖时，可根据实际情况确定合理的管沟底宽及开挖边坡。

8）开挖管沟时应注意保护地下文物，一旦发现文物，首先要保护现场，然后向政府管理部门报告。对于重要的地下设施，开挖前应征得管理单位的同意，必要时应在其监督下开挖。

9）石方段管沟爆破施工前，应编制详细的施工方案，经业主或监理及相关主管部门批准后方可实施。爆破开挖管沟应在布管前完成，爆破作业应由具有爆破资质的单位承担。山区石方段管沟，宜采用松动爆破与机械清沟或人工清沟的方法进行开挖，也可采用带粉碎装置的岩石挖掘机开挖，以减少远距离运土回填工作量。在石方管沟开挖过程中（主要是采用爆破施工时）应防止对临近的地上、地下建构筑物产生不利影响。对于可能受到影响的重要设施，应事前通知有关部门和人员，采取安全保护措施后方可爆破。管沟开挖应严禁对地下建、构筑物造成破坏。

3.管道下沟及回填

1）管道下沟及回填应符合《油气田集输管道施工规范》GB50819-2013 第 12 章的要求。

2）管道下沟前应进行沟底检测，对于沟底中的凸起应尽量铲平，避免管道应力集中，也进一步降低管道发生上浮屈曲的可能。

3）管段下沟前要用高压电火花检漏仪检测管道外防腐层有无破损，并及时对破口进行修补，回填后应用低频信号检测仪检查有否漏点。

4）石方段沟底应垫不小于 200mm 厚的细沙或细土。石方段管沟细土应回填到管顶上方 300mm 后方可回填原土石方，但石头的最大粒径不得超过 250mm，

回填后表面可用素混凝土覆盖。

5）管道下沟后应与沟底相吻合，管道应贴紧沟底，在不受外力的情况下妥善就位，连续悬空段不得大于 2m，若有悬空部分，必须填实。

6）管道下沟后中心线的偏移不宜大于 250mm，埋深应符合设计文件要求。

7）机械下沟时，管道下沟宜使用吊管机，严禁用推土机或撬杠等非起重机具下沟。起吊点距管道环向焊缝距离不应小于 2m，起吊高度以 1m 为宜。

8）管道上吊装设备应均匀分布，平缓下沟，避免损伤绝缘层和使管道受力不均。

9）无论机械或人工抬布管，均不得使管道受到强力冲击，若管道产生永久变形，该部分管道不得使用。

4.竣工验收

工程施工完毕后，由建设单位组织施工监理单位、施工单位和设计单位共同对管道按设计要求进行检查和验收。

施工单位应按规范要求将竣工资料整理成册，交建设单位签字后存档。

④bz701

本次线路工程起于博孜 701 井，自西南向东北至博孜 101 井，管线全场 5539.1m。管线全程高差 27.8m，集输管道与燃料气管道同沟并行敷设。

1.管道敷设

1）承建单位资质

承担施工的单位，必须具备建设行政单位主管部门批准与颁发的相应资格证书。在施工前施工承包商应小心探明地下建、构筑物的准确情况，并在施工前作好标识和保护措施后方可施工。

2）施工作业带清理

（1）作业带清理应弄清施工作业带内是否埋设有管道、电缆、光缆，以及其它建构筑物或设施。探明的地下设施处应设立标志，并在竣工图中注明，施工时采取相应的保护措施。

（2）施工作业带占地宽度应根据现场具体情况，结合管道覆盖土层厚度、沟底加宽裕量、施工便道的宽度等条件确定。本工程集气管道、燃料气管道同沟敷设，考虑到管道同沟敷设、管沟开挖的土方堆放、施工运输设备和管道的焊接

安装场地的要求，推荐施工作业带宽为 12m。

（3）管道施工作业带只能进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种。

3）管沟开挖及回填

（1）开挖基本要求

在管沟开挖前，应进行移桩。转角桩按转角的角平分线方向移动，其余轴线桩应平移至堆土一侧施工作业带边界线内不大于 200mm 处。对于移桩困难的地段可采用增加引导桩、参照物标记等方法来确定原位置。

有地下障碍物时，障碍物两侧 3m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。

（2）边坡确定

对不同的土质，在开挖时应考虑施工机械的侧压、震动、管沟暴露时间等因素。深度在 5m 以内（不加支撑）的一般地段，管沟最陡边坡的坡度应符合表 3.2-18 的规定。

表 3.2-18 深度在 5m 内管沟边坡坡度

土壤类别	最陡边坡坡度		
	坡顶无载荷	坡顶有静载荷	坡顶有动载荷
中密的砂土	1:1.00	1:1.25	1:1.50
中密的碎石类土（填充物为砂土）	1:0.75	1:1.00	1:1.25
硬塑的轻亚粘土	1:0.67	1:0.75	1:1.00
中密的碎石类土（填充物为粘性土）	1:0.50	1:0.67	1:0.75
软土（经井点降水）	1:1.00	/	/
硬质岩	1:0	1:0	1:0

管沟开挖时，应将挖出的土方堆放在与施工便道相反的一侧，距沟边不小于 1m。对于地势平坦、土质松软且能连续施工的地段，应尽量采用轮斗挖掘机，除此之外则用单斗挖掘机。管沟开挖工序宜滞后管道组对工序，二者距离相隔宜为 1500m。

有地下设施段宜先开挖管沟。管沟开挖应与管道组对、焊接、下沟、回填紧密结合，开挖一段，完成一段，每段长度不宜超过 1.5km，每段回填后应及时进行水工保护施工。

碎石、卵石段及岩石段管沟深度应比设计要求的深度超挖 200mm，以便铺垫层保护管道防腐层。管沟沟壁不得有欲坠的石头。

施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

（3）管沟验收

管沟成型后，应进行检查，管沟检验项目、检验数量、检验方法及合格标准应符合表 3.2-19 规定。

表 3.2-19 管沟检验项目、检查数量、检验方法及合格标准表

检查项目	检查数量	检查方法	检查方法
外观	全部	观察检查施工记录	直线段管沟顺直，曲线段圆滑过渡，无凹凸和折线；沟壁和沟底平整，无沟坎阶梯，无锐器物；沟内无塌方、无杂物、转角符合设计要求。
管沟中心线偏移	不少于 5 处/km	用经纬仪检查	运行偏差小于 150mm
沟底宽度	全部	用尺检查	允许偏差为—100mm
沟底标高	沟底标高	用水准仪检查	允许偏差为+50～—100mm
边坡点	全部	用尺检查	允许偏差应小于 1000mm

4）管道同沟敷设

本工程集气管道与燃料气管道同沟敷设，管道净间距要求不小于 0.5m，本工程同沟敷设情况详见表 3.2-20。

表 3.2-20 本工程管道同沟敷设表

序号	起止桩	长度（m）	同沟敷设管道名称	管径（mm）	并行间距（mm）	相对位置（气流方向）
1	BZ701-0 至 BZ701-29	5.54	博孜 701 井集气管道	88.9	500	左
			博孜 701 井燃料气管道	60		右

同沟敷设管道施工及安装要求：

（1）同沟敷设段宜采用直管或弹性敷设。弯管之间应采用有效的隔离措施，防止相邻管道互相影响；

（2）同沟敷设段管道的组装方式，应根据地形、地质条件、作业带布置、弯管所占的比例等情况综合选定。

2.管道穿越

1）穿越位置选择原则

（1）遵循国家及本行业相关设计规范；

（2）穿越位置应符合线路总体走向；

（3）穿越方案力求技术成熟、安全可靠、经济合理；

2）本工程穿越概况

本工程集气管道和燃料气管道沿线主要有公路穿越、水渠穿越等。

（1）公路穿越

本工程集气管道和燃料气管道穿越公路 1 次，采用大开挖方式穿越，套管顶埋深应不小于 1.2m，并采用穿套管稳管。

表 3.2-21 沟渠穿越统计表

序号	穿越名称	穿越方式	保护方式	穿越总长度（m）
1	公路穿越	开挖沟填	穿套管	18

（2）水渠穿越

本工程集气管道和燃料气管道穿越防渗灌溉渠 1 次，采用顶管方式穿越，套管顶埋深应不小于沟底 1.5m，并采用穿套管稳管。

表 3.2-22 沟渠穿越统计表

序号	穿越名称	穿越方式	保护方式	穿越总长度（m）
1	防渗灌溉渠穿越	顶管	穿套管	14

（3）地下电（光）缆、管道穿越

管道穿越地下电（光）缆和其它未探明已建管道时，施工前应取得相关主管部门的同意并在施工过程中进行有效保护，按照相关规定进行操作，避免对其造成损伤。

管道与其它埋地管道交叉穿越时，应在其下方通过，垂直间距不小于 0.3m；与埋地光（电）缆交叉穿越时，也应在其下方通过，其垂直间距不小于 0.5m。管沟开挖前应探明埋地管道（或光/电缆）的位置，并通过条形探坑进行确认，管道（或光/电缆）两侧 5m 内管沟必须采用人工开挖 5m 之外才允许机械挖沟。光(电)缆、管道两侧各 3m 均采用人工回填分层夯实，回填土内不得含有石块或其他有可能损伤光(电)缆或其它已建管道的物体。

3.2.5 原辅材料

本项目营运期原辅材料消耗主要为站场加热炉使用的天然气、缓蚀剂。

①天然气

本项目合计建设增加 4 座加热炉，负责将油气混合物加热后外输，本项目天然气年消耗量总计 99.36 万 m^3。燃料气低位发热值为 35.33MJ/m^3。本项目加热炉建设情况见表 3.2-23，天然气组分见表 3.2-24，天然气用量情况见表 3.2-25。

表 3.2-23 加热炉建设情况一览表

序号	分类	设备名称	单位	数量	备注
1	新建博孜 102-4 井场	加热炉	台	1	315kw
2	新建博孜 1801 井场	加热炉	台	1	315kw
3	新建博孜 105 井场	加热炉	台	1	315kw
4	新建博孜 701 井场	加热炉	台	1	315kw

表 3.2-24 天然气组分一览表

组分名称	组分含量（摩尔分数）/%	组分名称	组分含量（摩尔分数）/%
甲烷	91.72	辛烷及更重组分	0.0142
乙烷	3.931	氮气	1.963
丙烷	0.9231	氧气	0.4000
异丁烷	0.1951	二氧化碳	0.3321
正丁烷	0.2284	硫化氢	0.0000
异戊烷	0.0977	氢气	/
正戊烷	0.0694	氦气	/
乙烷	0.1111	取样含空气	/
庚烷	0.0151		
硫化氢/（mg/m^3）		0.0	
水露点/℃		/	
平均分子量		17.62	
总硫（以硫计）/（mg/m^3）=/		汞含量（μg/m^3）=/	
密度（kg/m^3）=0.7469		相对密度=0.6083	
20℃理想体积高位发热量（MJ/m^3）=39.14		20℃理想体积低位发热量（MJ/m^3）=35.33	
20℃高位沃泊指数（MJ/m^3）=50.18		20℃低位沃泊指数（MJ/m^3）=45.30	

表 3.2-25 本项目天然气用量一览表

用气单元	小时用量气(m^3/h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m^3/a)
新建博孜 102-4 井场	35	24	330	25.2

新建博孜 1801 井场	50	24	330	36
新建博孜 105 井场	25	24	330	18
新建博孜 701 井场	18	24	300	20.16
合计				99.36

②缓蚀剂

缓蚀剂全部罐装拉运至各场站。缓蚀剂为液体，主要作用为防止站内管道和设备腐蚀，在进站管汇处加入缓蚀剂，本项目 4 口井使用缓蚀剂用量均为 5L/h，年用量为 144m^3。缓蚀剂理化性质见表 3.2-26。

表 3.2-26 营运期主要原辅材料理化性质一览表

物料名称	理化性质或成分
缓蚀剂	缓蚀剂种类较多。较常见的包括 CT2-10、CT2-7 缓蚀剂。CT2-10 缓蚀剂主要成分是有机胺，这是一种黄色透明液体，有刺鼻气味，密度 0.997g/cm^3，pH＜4.5，凝固点≤-4.5℃，能与水互溶，与油田常用的灭菌剂、阻垢剂及净化剂等均有良好的配伍性；CT2-7 缓蚀剂以水溶性有机胺盐成膜剂为主要成分，易溶于水，微溶于油，凝固点 11℃，密度 0.97g/cm^3，有低毒，对皮肤有刺激

3.2.6 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.6.1 给排水工程

（1）给水

新建井场无人值守，施工生活用水从大北天然气处理厂的水源站采用清水罐车拉运供给。

（2）排水

营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

3.2.6.2 供配电工程

①bz102-4

本工程电力线 T 接于拟建 105 井分支 7#杆，导线采用 LGJ-70/10，安全系数 3.0。线路长度为 0.192km。T 接线路跨越地方 35kV 线路，将拟建 105 井分支

7#杆更换为 21m 电杆，将 6#、8#杆更换为 18m 电杆。配电设计机柜间内设 1 面固定式低压配电柜，为井场所有用电设备供电。低压柜电源采用 YJV22-0.6/1kV5X35 电缆直埋引自站外架空线路柱上变压器低压开关箱。机柜间内设 1 套 UPS 不间断电源为仪表 RTU、井控盘、通信设备等供电。UPS 容量为 3kVA，后备时间 2 小时。

②bz1801

1）供电电源

本工程博孜 1801 井电源采用 35kV 架空电力线就近 T 接拟建的博孜 101 至博孜 18 井 35kV 电力线上，并在采气井场设 35/0.4kV，50kVA 杆架式变电站 1 座，变压器低压侧设置低压开关箱 1 面，采用低压电力电缆埋地引入站内电控信一体化撬。

2）供配电系统

博孜 1801 井井场电控信一体化撬内设动力配电柜 1 面为井场内各用电设备配电，电源采用电缆直埋引自杆架式变电站低压开关箱。井场工艺装置区设防爆配电箱 1 面，为井场内电伴热配电，电源采用电缆直埋引自井场内电控信一体化撬内动力配电柜。自控、通信等重要负荷由电控信一体化撬内的 UPS 不间断电源供电，UPS 容量 3kVA，后备时间 2h。

③bz105

博孜 105 井设置杆上变电站 1 座，变压器容量为 35/0.4kV 1×50kVA，杆上开关箱 1 面采用低压电缆引至设备间内低压配电柜。

新建井场内设置 1 座设备间，内设置照明、空调及电采暖等，配电柜、UPS 电源、自控通信设备等均安装在设备间内。

④bz701

1）供电电源

本工程博孜 701 井电源由博孜 101 井 35kV 电力线上 T 接，采用 35kV 架空线路引来，在采气井场设 35/0.4kV，50kVA 杆架式变电站 1 座，变压器低压侧设置低压开关箱 1 面，采用低压电力电缆埋地敷设引入站内电控信一体化撬。

2）供配电系统

博孜 701 井井场电控信一体化撬内设动力配电柜 1 面，为井场内各用电设备配电，电源采用电缆直埋引自杆架式变电站低压开关箱。井场工艺装置区设防爆配电箱 1 面，为井场内电伴热配电，电源采用电缆直埋引自井场内电控信一体化撬内动力配电柜。自控、通信等重要负荷由电控信一体化撬内的 UPS 不间断电源供电，UPS 容量 3kVA，后备时间 2h。

3.2.6.3 自控工程

①bz102-4

井口机柜间设液控柜和远程终端单元（RTU）一套（液控柜及成套 RTU 由井控负责采购安装、调试及组态）。本工程负责地面工程部分新增的温度、压力、加热节流橇、加药撬(加注泵)等信号接入液控柜成套 RTU 系统。地面工程部分接入 RTU 系统 IO 点数如下，见表 3.2-27：

表 3.2-27 接入点数表

	AI	DO	RS485	RJ45
RTU 系统	4	3	2	1

各类 I/O 点的备用量及 I/O 卡件的备用空间应按实际使用量的 20%预留。

RTU 通过通讯设备将数据上传至博孜 1 集气站以及博孜处理站。并接收远程关井命令。数据传输部分见通信专业图纸。博孜 1 集气站新增的温度、压力信号接入博孜 1 集气站原站控系统，原站控系统具备接收 2 点 AI 能力。

井场采气管线温度检测，就地、远传指示。井场采气管线压力检测就地、远传指示，压力高于 14.2MPa 报警，压力低于 12MPa、高于 14.5MPa 报警并 2∞3 联锁关井（井口翼安全阀和井口主安全阀）。压力变送器压降速率 0.2MPa/min，保持 5min 以上 2∞3 联锁关井联锁关井（井口翼安全阀和井口主安全阀）。加热节流橇接受 RTU 停信号，加热节流橇、加药撬信号以 RS485ModBUSRTU 形式上传至井口 RTU。

集气站采气管线温度、压力检测，远传指示。

②bz1801

博孜 1801 井场工艺装置采用成套撬装化、模块化设计，主要成套设备为加药撬、电控信一体化撬。本工程仪表专业负责各撬装设备自带控制系统（或接线箱）与井口电控信一体化撬之间的信号电缆的设计，敷设以及撬外检测仪表的选型、安装以及电缆敷设。其中加药撬自带 PLC 控制系统。井口电控信一体化撬

控制系统通过光纤通信将井场数据上传大北天然气处理站中控室 SCADA 系统，并接受 SCADA 系统的远程监视与控制。

③bz105

1）自控系统满足生产运行操作和安全管理的需要；

2）所有运行数据由所属作业区自控系统远程监控；

3）防爆场所仪表防爆等级不低于 ExdIIBT4；

4）控制系统采用工业级设备，软件版本应是最新的，成熟的正式产品；

5）自控系统的供电、接地及防雷应符合 GB/T 50892 的相关规定。

④bz701

博孜 701 井场工艺装置采用成套撬装化、模块化设计，主要成套设备为加药撬、电控信一体化撬。

本工程仪表专业负责各撬装设备自带控制系统（或接线箱）与井口电控信一体化撬之间的信号电缆的设计，敷设以及撬外检测仪表的选型、安装以及电缆敷设。其中加药撬自带 PLC 控制系统。

井口电控信一体化撬控制系统通过光纤通信将井场数据上传至天然气处理站中控室 SCADA 系统，并接受 SCADA 系统的远程监视与控制。

3.2.6.4 通信工程

①bz102-4

本工程为 BZ102-4 井场设置工业电视监控、扩音对讲及数据传输业务。本次工程中采用工业以太网交换机通过 12 芯 ADSS 光缆敷设至 BZ102-2 井，系统传输占用 4 芯光纤，最终传至大北处理站已建生产控制系统。

②bz1801

新设博孜 1801 井至 T 接点（T 接点博孜 18 井至博孜 101 井已建）光缆线路，光缆采用 ADSS 光缆沿新建 35KV 电力电杆架设。其中沿 35KV 电力线架设 2.0km，井场内直埋敷设 0.2km。

③bz105

1）通信系统满足油气田各生产管理部门对通信业务的需求，为生产管理、数据传输、视频图像传输、远程监控等提供可靠通信信道。

2）本工程各井场的通信方式分别采用物理隔离的两个网络上传至大北处理站。工艺站场的 RTU 数据与其他传输业务分别各采用 1 套基于 IP 技术的工业以太网系统承载。

④bz701

通信专业完成博孜 701 井的数据传输系统（RTU 数据和视频数据）、工业电视系统、扩音对讲调度系统，为单井开发所需的生产调度及行政管理通信提供服务。

新设博孜 701 井至博孜 101 井的光缆线路，光缆采用 ADSS 光缆沿新建 35KV 电力电杆架设。其中沿 35KV 电力线架设 5.6km，井场内直埋敷设 0.3km。

3.2.6.5 道路工程

本项目不新建道路，充分依托区域内已建成的油气田道路。

3.2.6.6 防腐设计

①bz102-4

1.工程概况

新建 BZ102-4 井采气管道和燃料气管道。

BZ102-4 井采气管道规格为 D114.3×13，材质 L245N，管道总长约 1.9km；设计压力 22MPa，设计温度 60℃，埋地保温。燃料气管道规格为 D33.7×3.2，材质为 L245N，设计压力 1.6MPa，设计温度 60℃，长度 0.2km，埋地不保温。BZ102-4 采气管道和 BZ105 采气管道同沟敷设，BZ102-4 井燃料气管道 T 接自博孜 105 井燃料气管线。

2.设计内容

井场部分管道及设备外防腐。线路部分新建集输管道及燃料气管道外防腐及阴极保护；分离计量撬撬内设备及管道防腐。

3.防腐方案

井场部分管道及设备采用防腐涂层进行保护，节流加热撬、缓蚀剂加注撬等外购一体化设备的防腐均由供货商完成。

线路部分采气管道采用三层 PE 防腐层。

②bz1801

井场防腐保温：

1）介质温度处于-35℃＜t≤100℃的地面非保温管道及设备外壁推荐采用氟碳面漆防腐涂料结构为环氧富锌底漆（底层）+环氧云铁中间漆（中间层）+钢结构氟碳面漆（面层）。

2）介质温度处于-35℃＜t≤150℃的地面保温管道及设备外壁防腐层采用耐高温环氧酚醛涂料+憎水型复合硅酸盐毡。

线路管道防腐保温：

博孜 1801 井采气井场至博孜 8 线路博孜 18 集气站采气管道采用单层熔结环氧粉末普通级防腐保温层预制，博孜 1801 井采气井场至博孜 8 线路博孜 18 集气站燃料气管线采用加强级三层挤压聚乙烯防腐层预制。

博孜 1801 井采气井至博孜 8 线路博孜 18 集气站采气管道采用材质为 L360N，不设置阴极保护；博孜 1801 井采气井至博孜 8 线路博孜 18 集气站燃料气管道采用强制电流阴极保护，阴极保护电源依托已建阴极保护系统，通过在博孜 8 线路博孜 18 集气站接入博孜 8 燃料气管道与其电气连通，从而将博孜 1801 井燃料气管道纳入已建阴极保护系统的保护范围。

③bz105

博孜 105 井～博孜 1 集气站采气管道采用防腐保温层+阴极保护的联合保护法。

博孜 1 集气站～博孜 105 井燃料气管道推荐采用防腐层+阴极保护的联合保护方案。

博孜 105 井～博孜 1 集气站采气管道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＋聚乙烯外护层的防腐保温层结构。

博孜 1 集气站～博孜 105 井燃料气管道推荐采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层预制。

采气管道和燃料气管道均通过设置跨接电缆，使博孜 1 集气站至博孜 104 干线阀室集气支干线的保护电流流入本工程新建的两条管线，实现 3 条管道阴极保护电流的连通，新建的两条管线纳入博孜 1 集气站的强制电流阴极保护系统。

站内埋地管道、管件采用性能优良的防腐与保温层，不实施阴极保护。

站内地面管道及设备外壁根据材质、运行工况等因素采用适宜的防腐层。

④bz701

井场防腐保温：

1）介质温度处于-35℃＜t≤100℃的地面非保温管道及设备外壁推荐采用氟碳面漆防腐涂料结构为环氧富锌底漆（底层）+环氧云铁中间漆（中间层）+钢结构氟碳面漆（面层）。2）介质温度处于-35℃＜t≤150℃的地面防腐保温管道及设备外壁防腐层采用耐高温环氧酚醛涂料+憎水型复合硅酸盐毡。

线路管道防腐保温：

博孜 701 井井场至博孜 101 集气站线路管道采用单层熔结环氧粉末普通级防腐保温层预制，博孜 701 井井场至博孜 101 集气站线路燃料气管线采用加强级三层挤压聚乙烯防腐层预制。

博孜 701 井井至博孜 101 集气站线路管道采用材质为 L360N，不设置阴极保护；博孜 701 井井至博孜 101 集气站线路燃料气管道采用强制电流阴极保护，阴极保护电源依托已建阴极保护系统，通过在博孜 101 集气站线路接入博孜 701 燃料气管道与其电气连通，从而将博孜 701 井燃料气管道纳入已建阴极保护系统的保护范围。

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 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。目前天然气实际剩余处理量 $1135\times10^4m^3/d$，凝析油实际剩余处理量为 617.6t/d。本次博孜 1 新增产能 $118.7\times10^4m^3/d$，新增凝析油为 138.77t/d，大北天然气处理厂处理规模能够满足本项目需求。

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 $300m^3/d$。本项目新增采出水量约 $175.6m^3/d$。大北天然气处理厂污水处理能力能够满足本项目新增产能需求。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 1。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 2。

3.2.7.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

本项目井下作业废水运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于拜城县西南部，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 $100m^3/d$，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。

（1）磺化泥浆废弃物处理工艺

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

（2）水处理工艺

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

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

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

③微电解氧化：去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中 COD 含量。

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

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

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

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

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废水处理规模为 300m^3/d，满足克拉苏气田范围内钻试修废水的处理。本项目井下作业废水可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

（3）环保手续履行情况

《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)（见附件 1），并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)（见附件 2）。

3.2.7.3 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 280000m^3，整个池体大致为 400×400m，内部分为 10 个单元，工业固体含油污染物、生活污染物分别设置各自的填埋单元，尺寸规格为 30×24×2.5（4.0）m。其中 2 个生活垃圾池，设计规模 5000m^3；污油污泥池 8 个，设计规模 20000m^3。

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

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

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

本项目施工期产生的 144t 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 10000m³，目前仅占用了一半容积，尚有余量 5000m³，满足处理要求。

大北地区固废填埋场环评由阿克苏地区环保局以阿地环函字[2012]362 号文予以批复（见附件 1），以[2013]4 号文予以验收（见附件 1）。

3.2.7.4 塔里木油田绿色环保站

（1）绿色环保站工程内容

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东，距离大北天然气处理厂约 250km。2011 年投入运营，占地面积 18560m²，设计处理能力 10500m³/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m³含油污泥储存池一座。由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号 6528220033）总组织承包和运营。

塔里木油田绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的还原土中重金属等毒性成分低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 毒性物质鉴别》（GB5085.5-2007）中各项毒性鉴别指标，并达到《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内道路铺设及井场填坑。

工艺流程如下：

含油污泥由各产生单元送储存池，经抓斗送振动筛进行分选，5cm 以上的石块及其它杂物通过导流槽进入清洗池，清洗后送污泥干化场；筛下物进入粗料池。粗料池中的油泥分别在回旋式混合机与药剂混合粉碎，在一级粗料洗涤机、二级粗料洗涤机中洗涤，在细料分选筛中分选，选出 5mm-0.5mm 的细砂，经检验合格后送污泥干化棚。

冲洗分选过程中产生的浮油进油水分离罐，含水油泥加药剂后进行三相分离和泥浆压滤，泥土经检验合格后送污泥干化棚。上清液回用到工艺中。工艺中回收的浮油全部进油水分离罐，得到的油送联合站外输，产生的废水全部回用于工艺。处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3－2007）无害化标准要求后，送处理厂周围无植被平铺堆存。

工艺流程简图见图 3.3-2。

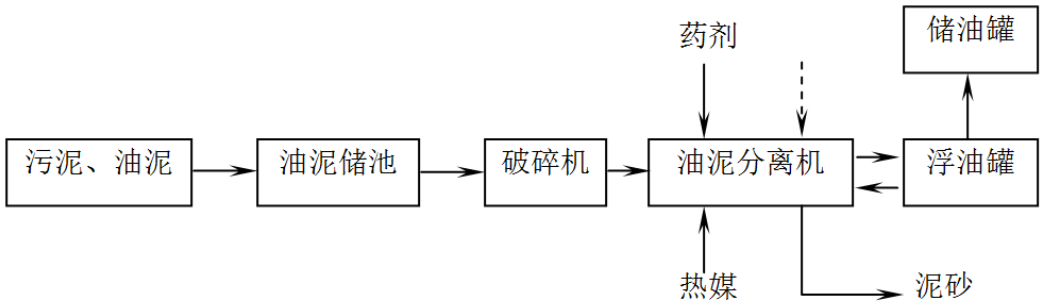

图 3.3-2 绿色环保站处理流程简图

绿色环保站现状满负荷运行，根据生产状况，2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥 3 万 m^3(4.5 万 t)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 4.05 万 m^3(6.075 万 t)。

本项目含油污泥及清管废渣共产生 7.45t/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。

绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告，自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复（见附件 1），新疆环境监测总站编制验收报告，自治区环保厅以新环函[2014]376 通过验收（见附件 1）。2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于

《塔里木油田绿色环保站 3 万含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019 号）（见附件 1）。

3.2.7.5 生活基地

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

3.3 工程分析

3.3.1 钻井工程开发现状及影响回顾分析

（1）bz102-4 井

bz102-4 井钻井工程已于 2019 年 11 月 22 日通过阿克苏地区生态环境局审批（阿地环函字[2019]656 号）（见附件 1）。根据现场调查情况可知，目前 bz102-4 井钻井工程施工建设期尚未结束。

bz102-4 井设计井型为直井，采用五开井身结构，设计井深 6514m，目的层为白垩系巴什基奇克组。该井已开钻，目前尚未完钻。

（2）bz1801 井

bz1801 井钻井工程已于 2020 年 7 月 3 日通过阿克苏地区生态环境局审批(阿地环函字[2020]395 号）（见附件 1）。根据现场调查情况可知，目前 bz1801 井钻井工程施工建设期尚未结束。

bz1801 井设计井型为直井，采用五开井身结构，设计井深 6969m，目的层为白垩系巴什基奇克组。该井已开钻，目前尚未完钻。

（3）bz105 井

bz105 井钻井工程已于 2019 年 12 月 12 日通过阿克苏地区生态环境局审批（阿地环函字[2019]738 号）（见附件 1）。根据现场调查情况可知，目前 bz105 井钻井工程施工建设期尚未结束。

Bz105 井设计井型为直井，采用五开井身结构，设计井深 6766m，目的层为白垩系巴什基奇克组。该井已开钻，目前尚未完钻。

（4）bz701 井

Bz701 井钻井工程已于 2018 年 9 月 13 日通过阿克苏地区生态环境局审批（阿地环函字[2018]376 号）（见附件 1）。根据现场调查情况可知，目前 bz701 井钻井工程施工建设期尚未结束。

Bz701 井设计井型为直井，采用五开井身结构，设计井深 7640m，目的层为白垩系巴什基奇克组。该井已开钻，目前尚未完钻。

本次环评要求以上 4 口钻井工程施工建设期结束后，建设单位需按照钻井工程环评及批复要求及时搬迁设备，清理临时建构筑物，清理固体废物，并对临时占地进行平整、恢复。

3.3.2 主要生产工艺过程

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为地面工程以及气田生产期的采气和油气集输过程。

3.3.2.1 地面工程建设

本项目地面工程主要为新建井场配套设备安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将各撬装化装置设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

管线施工工艺流程及产污节点图详见图 3.3-2。

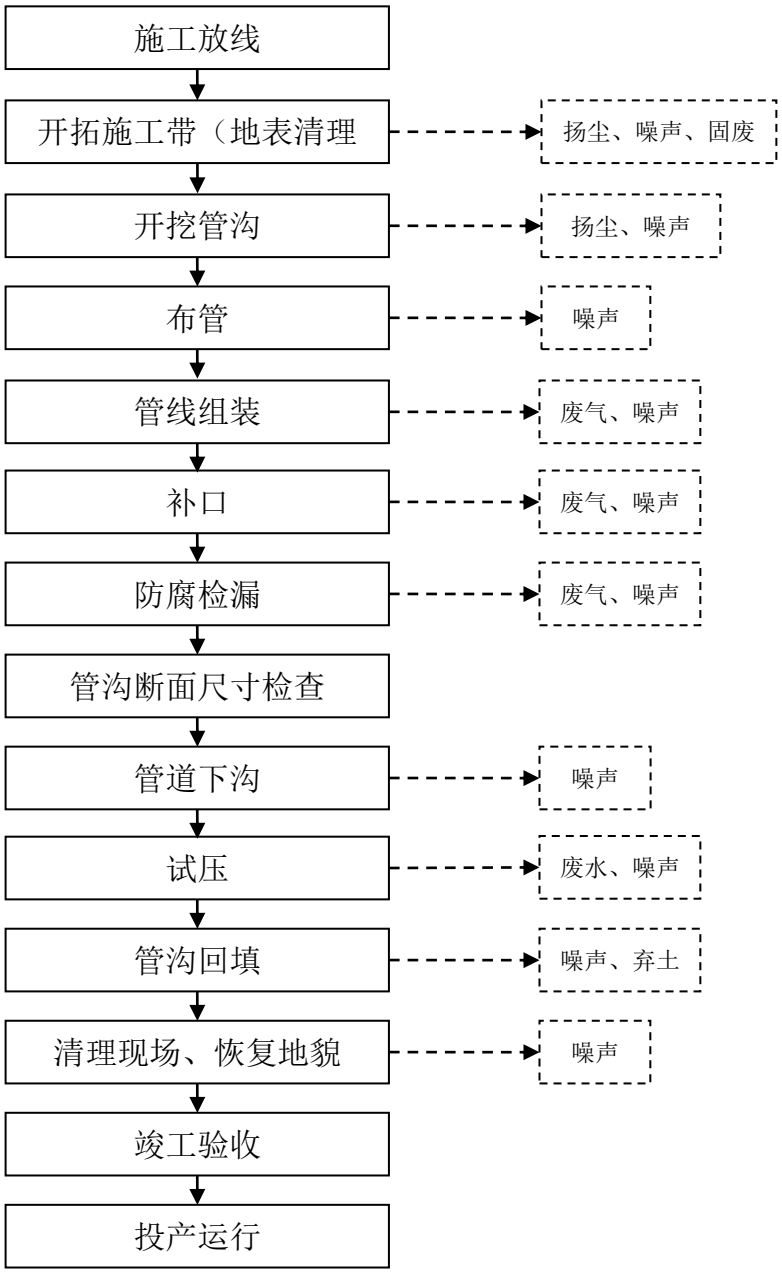

图 3.3-2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 12m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

（2）管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深≥1.5m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。

管线穿越砾石路、冲沟、水沟、农田、林木地段时，采用大开挖施工方式。穿越砾石路面时，将路面挖开后放入管线采用钢筋混凝土套管进行保护，套管顶埋深不小于 1.2m；穿越冲沟、水沟时，管道沟埋敷设后，恢复原有的地形地貌，保证管顶最小埋深不小于 2.5m；穿越农田、林木地段时，尽量减少农田、林木地段的占地，根据农田区域内和农业区域边缘的实际情况，设定集输管道管顶埋深不小于 1.1m，分层开挖，分层回填。

管线穿越沥青道路和水渠时，采用顶管穿越施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路、河流，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

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

首先组织人员熟悉图纸及穿越地质情况，设备材料准备齐全，然后根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接受坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心相吻合，保证施工精确度。顶进

操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3～4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20～40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

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

（3）管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存。

（4）站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至集气站，管线与站内阀组连接。

（5）收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.5m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，

机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.3.2.2 营运期工艺流程

（1）单井工艺

井口来采出液经节流后去采气管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采气树自带)。井口来采出液经油嘴后，当采出液温度足够时经计量后，通过新建采气管线输送到相应的集气站；当采出液温度不够时需进入加热节流撬加热后，通过新建采气管线输送到相应的单井。井口加热炉用燃料气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2～3 年 1 次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内。

（2）集输工艺

本项目实施后，采出液通过新建采气管线输送至各阀室或集气站，最终输送至大北天然气处理厂处理。

本项目燃料气来源为大北天然气处理厂处理后的天然气。燃料气管线采用管道输送，输送工程中无污染物的产生和排放。

运营期集输工艺流程详见图 3.2-2。

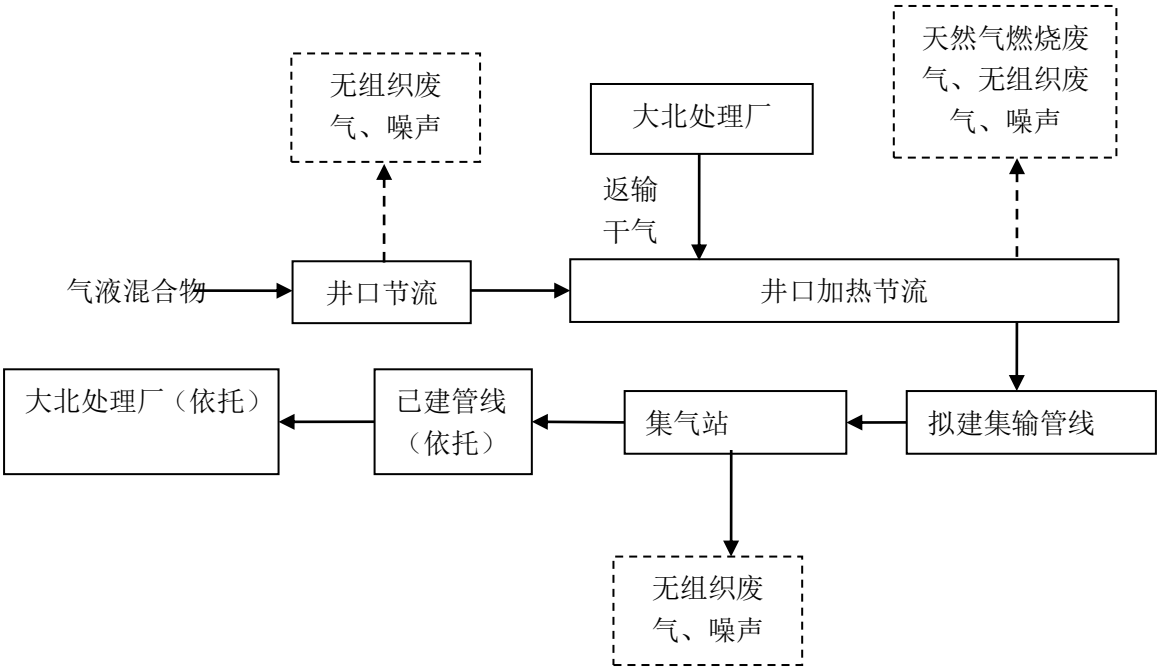

图 3.3-3 运营期集输工艺流程及产污节点示意图

（3）修井作业工艺流程

在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内。

3.3.2.3 闭井期工艺流程

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

3.3.3 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

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

本项目包括地面工程建设、采气、集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于气井及与其相关采气、井下作业、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 3.3-1、图 3.3-4。

表 3.3-1 环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃、硫化氢	-
		加热炉燃烧废气	NOx、SO_2、颗粒物	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		含油污泥	送有资质单位处置	
		天然气生产	对当地社会经济的拉动	＋＋

3	运营期（事故工况）	集输管线、阀组破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

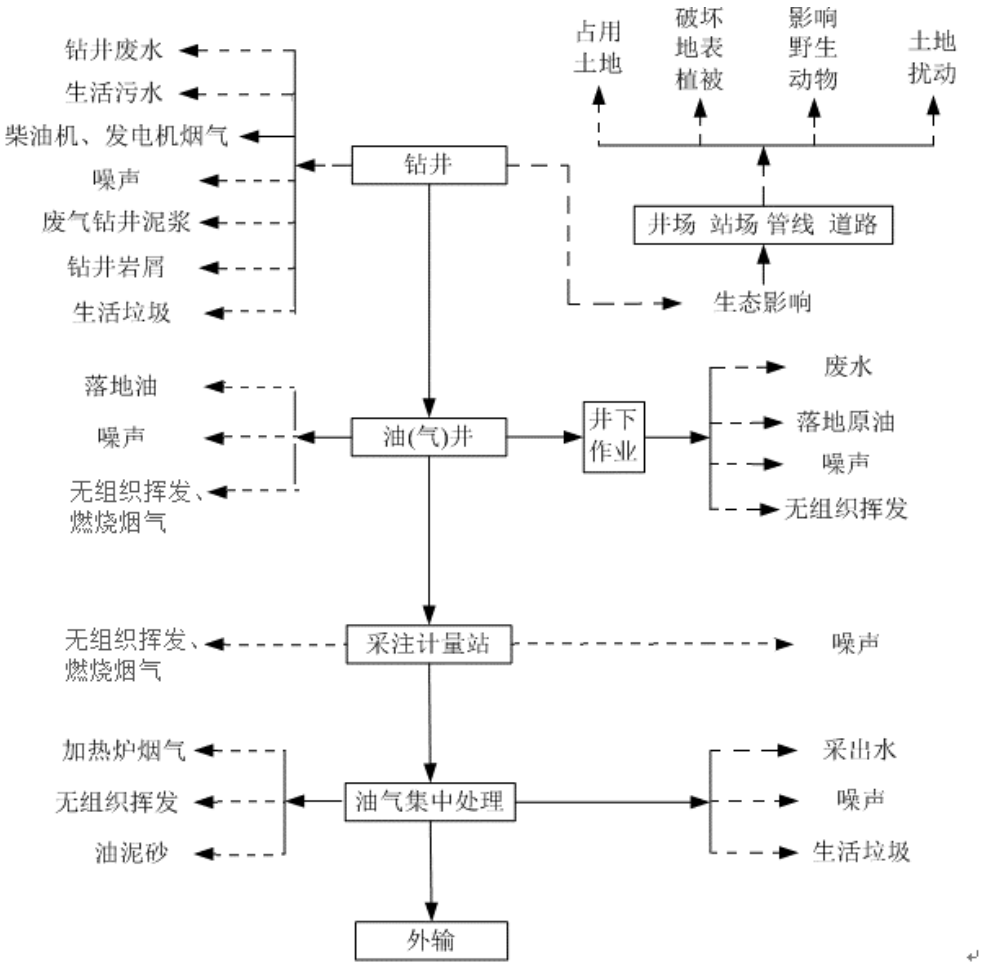

图 3.3-4 开发过程污染物排放流程

3.3.4 施工期环境影响因素分析

本项目施工期主要污染来自地面设施施工产生的生态影响、燃料燃烧废气及汽车尾气排放、施工生产废水、工作人员的生活污水、工业固废和生活垃圾等。

3.3.4.1 生态影响因素

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。永久占地主要为采油井场的永久占地。

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

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.007km^2、临时占地 0.21km^2，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为地方公益林、耕地。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（m^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	7404	0	7404	包含 4 口井：bz102-4、bz1801、bz105、bz701
2	博孜 1 集气站扩建	0	0	0	在集气站内扩建轮换计量阀组 1 套，不新增用地
3	单井集输管线	0	155280	155280	集输管线长度 12.94km，作业带范围按 12m 计算；燃料气管线 11.21km，与集输管线同沟敷设，不再计算占地
4	电力线路	0	59166	59166	电力线路长度 9.861km，作业带范围按 6m 计算
合计		7404	214446	221850	/

3.3.4.2 施工期环境影响因素

（1）废气

本项目施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

①扬尘

I 车辆行驶产生的扬尘

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

表 3.2-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.2-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量 单位：kg/辆·km

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

II 土石方工程及裸露场地产生的扬尘

管沟开挖、回填等土石方作业过程中，由于扰动了地表，破坏了原来的土壤结构，同时土方起落高差等因素，均会导致扬尘的产生；另一方面，由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，露天堆场和裸露场地在气候干燥又有风的情况下，较易产生风力扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

②施工机械及运输车辆尾气

施工机械的废气和运输车辆尾气，因施工区废气扩散条件良好，施工过程中产生的废气，仅短时对区域环境空气有影响。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

①管道试压废水

本项目新建采气管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，试压废水约 62.68m^3，可用作场地降尘用水。

②生活污水

本项目施工人员预计 80 人，有效施工天数按 30d 计，生活用水量按 50L/人·d 计算，排水量按用水量的 85%计算，则施工期间生活污水产生量约为 102m^3。

本项目施工期不设施工营地，施工人员产生的生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

（3）噪声

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

表 3.3-4 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强（dB(A)）	噪声源名称	源强（dB(A)）
推土机	85	吊装机	85
挖掘机	85	混凝土搅拌机	90
电焊机	85	运输车辆	78

（4）固体废物

本项目施工建设过程中产生的固体废弃物主要包括施工废料、弃土，以及施工人员产生的生活垃圾。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目拟建采气管线总长度为 12.94km，燃料气管线总长度为 11.21km，则施工废料产生量约为 4.83t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场填埋。

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，本项目有效施工期约 30d，施工人员共计 80 人，则生活垃圾总产生量为 1.2t。生活垃圾集中收集后运至大北地区固废填埋场填埋。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

3.3.5 运营期环境影响因素分析

3.3.5.1 废气污染源

本项目废气污染源包括井场加热炉产生的燃烧烟气；油气田生产过程中油气集输、处理过程中挥发的无组织烃类气体。

（1）燃烧烟气

本项目运营期 4 个井场加热均采用 315KW 加热炉，燃料为干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。本项目天然气用量见表 3.3-5。

根据上表可知，本项目燃气锅炉 SO_2、NO_X、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO_2：50mg/m^3，颗粒物：20mg/m^3，NO_X：200mg/m^3）。

（2）集输过程烃类挥发

此大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发无组织挥发。

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本项目 4 口井采用密闭集输，最大产能 261.3t/a，参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 0.026t/a。

（3）博孜 1 集气站扩建部分烃类挥发

由上述公式核算结果可知，本项目集气站扩建装置无组织非甲烷总烃的产生量约为 0.096t/a。

3.3.5.2 废水污染源

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气液在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。

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

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

3.3.5.3 噪声源

本项目运营期产生的噪声主要包括井口装置、阀组撬等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。噪声排放情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 运营期噪声排放情况

序号	噪声源名称	声功率级（dB(A)）	排放规律	治理措施
1	井下作业（修井、洗井等）	80~105	间歇	偶发噪声
2	井口装置	40~50	连续	消声
3	阀组撬	70-85	连续	减振

3.3.5.4 固体废物污染源

（1）井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。根据表 3.3-9 计算，本项目共 4 口井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 1055.92m^3/a，废酸化液产生量为 329.2m^3/a，废洗井液产生量为 101.16t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

（2）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比调查，1 口井含油废物产生量约为 0.2t/a，4 口单井含油废物产生量约为 0.8t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本项目产生的油泥（砂）由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

（3）清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目新建采气管线共计 12.94km，每次废渣量约 14881kg，由此计算可知废渣量约 7440.5kg/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，可委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

（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。

表 3.3-10 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	一般固废		1055.92m³/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			329.2m³/a	
3	废洗井液	一般固废		101.16t/a	
4	油泥（砂）	HW08	071-001-08	0.8t/a	委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理
5	清管废渣	HW08	071-001-08	7.44t/a	

3.3.5.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-11。

截至到 2020 年，塔河油田西部采油井数为 1046 口，计转站共计 55 个，年产油量为 415.1×104t/a，天然气 2.86×108m³，采出水 267.4×104m³/a。塔河油田废气污染源有计转站及井口加热炉和油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。根据搜集塔河油田环境影响后评价报告等相关资料，结合本次评价计算结果，塔河油田西部污染物排放“三本账”估算表见表 3.3-12。

表 3.3-11 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO_x	1.9	1.9	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	0.04	0.04	
			颗粒物	0.24	0.24	
		无组织排放废气	烃类	0.122	0.122	大气
生产废水	采出水		废水量	57948m³	0	采出水进入大北天然气处理厂污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排
固体废物	井下作业	废压裂液	-	1055.92m³	1055.92m³	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理
		废酸化液	-	329.2m³	329.2m³	
		废洗井液		101.16t	101.16t	
	井场	油泥（砂）	-	0.8t	0.8t	委托塔里木油田绿色环保站进行无害

						化处理
	管线	清管废渣	-	7.44t	7.44t	采用专用罐运至塔河油田绿色环保站妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	40～105dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.3.6 闭井期主要污染工序

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。

3.4 清洁生产分析

3.4.1 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。

3.4.1.4 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）等固体废物运往塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

（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。

3.4.1.6 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。

3.4.2 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 3.7-2。

表 3.4-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	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 3.4-2。

表 3.4-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

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 3.6-1 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。

3.4.3 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。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为 SO_2、氮氧化物。建议考核指标：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

①SO_2、NO_x

根据 3.3.51 节废气污染源计算结果，本次评价建议本项目加热炉的总量控制指标为 SO_2：0.04t/a，NO_X：1.9t/a。

②非甲烷总烃

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。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本项目而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本项目建议总量控制指标为非甲烷总烃，本项目油气集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）无组织排放量估算为 0.122t/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。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

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

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

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

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

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

本项目位于阿克苏地区拜城县、温宿县境内，西距温宿县县城78km，东距大北气田40km。克拉苏气田博孜区块内。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于和新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的油气采用密闭集输至天然气处理厂处理系统处理后外输。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

本项目采出水、采出液、天然气由大北天然气处理厂处理；井下作业时带罐作业，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置，落地油 100%回收，产生油泥（砂）等危废委托塔里木油田绿色环保站接收处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至大北地区固废填埋场处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发[2020]142 号)转发了（环办环评函[2019]910 号）的内容。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.6-1。

表 367-1 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目新部署采气井 4 口，建成天然气产能规模 $3.9\times10^8m^3/a$，凝析油产能规模为 $4.6\times10^4t/a$。报告书进行了产能项目环境影响评价。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目采出水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，回注到现役油气藏；本项目不涉及钻井工程。	符合

5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目不涉及钻井工程；运营期产生的油泥砂、清管废渣为危废，委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本项目天然气含硫量较低，井场使用的天然气加热炉，使用返排干气，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准各项污染物排放限值。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析，并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合

8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按查等工作，公示期间未收到公众要求做好环评审批、监督执法等有关工作反馈意见的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查，公示期间未收到公众意见。符合

3.6.6 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

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

表 3.6-2 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条　生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，本项目拜城县和温宿县均属于II_3塔里木河流域重点治理区；本项目环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	根据水土保持方案，针对井场、集气站、道路采取防风固沙措施。	符合

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

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

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

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

意见要求	本项目情况	符合情况
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了克拉苏气田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目井场、站场选址、管线选线均经过严格论证后确定，项目区位于荒漠，无复垦条件。报告提出井场、站场、管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 全国矿产资源规划

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

3.7.2《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》第一章加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基

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

3.7.3《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

3.7.4 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和温宿县，该区域的功能定位是建成国家重要的石油天然气化工基地，新疆重要的煤炭生产和电力保障基地、装备制造基地、钢铁产业基地、农产品精深加工基地、纺织工业基地，着力增强对南疆经济的辐射带动作用。本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。本项目在主体功能区划图中的位置详见图 3.7-1。

3.7.5《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

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

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

本项目位于新疆维吾尔自治区新疆阿克苏地区拜城县和温宿县克拉苏气田博孜区块内，西距温宿县县城 78km，东距大北气田 40km，地处塔克拉玛干沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

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

该区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，拜城县、温宿县不涉及国家级水土流失重点防治区，本项目属于 II_3 塔里木河流域重点治理区。

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

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

本项目水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程

建设带来的不利影响，从而减少水土流失。本项目按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，在此基础上符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》要求。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目新部署采气井 4 口，建成天然气产能规模 $3.9\times10^8m^3/a$，凝析油产能规模为 $4.6\times10^4t/a$。本次在博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套，新建单井集气管线 12.94km，新建燃料气管线 11.21km，燃料气管线与集输管线同沟敷设；以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为草地、林地、农田，可研设计阶段已尽量减少占用地方公益林。建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。占用地方公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。占用农田必须做到占补平衡，严格按照有关规定办理建设用地审批手续，经批准占用，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行复垦补偿。

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

（2）站场选址合理性分析

本项目需要在博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套。根据现状用地情况，在博孜集气站内进行流程、设备扩建，无需新增占地，选址合理；新建和扩建站场选址均远离人群居住区，周围无地表水系，无不良地质现象。

（3）管线选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线穿越农田区域，在开挖过程中须采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；项目所在区域分布的地方公益林

类型为灌木，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线基本合理。

3.9“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目区域不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。

（2）环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，场站、井场外占用农田的土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准；场站、井场其余占地土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括 SO_2、NOx、非甲烷总烃，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

（3）资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围

内，消耗未超出区域负荷上限。项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，油气开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目所在行政区拜城县、温宿县未列入该清单。

自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。

《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本项目位于克拉苏气田博孜区块内，分别属于拜城县

和温宿县，拜城县占地属于一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292630001）；温宿县占地属于一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292230001）。

具体管控要求见表。

表 3.9-1 拜城县管控要求

序号	管控要求	
1	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。
2	污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。
3	环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。
4	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉

		用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。

表 3.9-2 温宿县管控要求

序号	管控要求	
1	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。
2	污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中污染物排放管控的要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。
3	环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中环境风险防控的要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。
4	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中资源利用效率的要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技

		术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。

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

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

4 环境现状调查与评价

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-拜城地区地处欧亚大陆深处，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—拜城地区主要气象要素表

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 2 条，为自西向东有木扎提河、自北向南的喀拉玉尔滚河，都由山区降水、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。

木札提河：发源于县境西北天山山脉，上源为南木扎尔特冰川和卡拉格玉勒冰川。木扎提河上源冰川规模大，冰舌伸延海拔高度低，融水补充丰沛。木扎提河沿温宿县、拜城县届汇集两岸大小支流、山泉，由南向北，经阿克布隆水文站出山口后，朝东往南北逶迤而下，流经拜城盆地汇入喀普斯浪、克孜尔等河，出却勒山后始称渭干河，汇入塔里木河。水量主要由冰川、融雪和降水形成，为县境内最大的常年性河流。流出山口后多分支散流，两岸多为河滩草地或沼泽。木扎提河流经国营羊场、老虎台乡、大宛其农场、察尔齐农场、大桥乡、温巴什乡、

米吉克乡、康其乡、托克逊乡、塞里木乡及克孜尔乡。河流全长 210km，河宽 70-300m，流域面积 2870km^2，年径流量 1450 亿 m^3，多年平均流量为 45.94m^3/s，灌溉面积为 27280.3hm^2。项目区距离木扎提河约 8km，克孜尔水库约 8km。喀普斯浪河：发源于县境西北哈尔克他乌山中段的阿克亚依拉亚克和阿克毛拉山。河水由北向南在恰木鲁克水文站流出山口，继而折向县城西面 2km 处绕向东南，与台勒维丘克河会合，在康其乡库台依鲁克处注入木扎提河。其山区段河床稳固，多处流经基岩，断面狭窄，坡陡流急，携带大量石灰质。河水为冰雪融水和降水形成。洪枯季节，水量相差悬殊。河水流经铁热克镇、米吉克乡、拜城镇、康其乡，全长 96km，河宽 20-50m，流域面积 2045km^2，年径流量 6.69 亿 m^3，多年平均流量为 18.76m^3/s，最大流量 606m^3/s，最小流量 16.6 m^3/s，灌溉面积为 18075.7hm^2。

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 m^3/s，年平均径流量 2.4 亿 m^{3}左右。但由于地表水季节性供需不平衡，严重阻碍农业发展。

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。据《中国地震动参数区划图》（1：400 万，GB 18306-2001），线路所经区域的地震动反应谱特征周期 0.40s，动峰值加速度 0.15g，地震设防烈度Ⅶ。

4.1.7 自然资源

（1）土壤

项目区土壤从南部的木扎尔特河向北随着海拔的升高呈条带状分布，自南向北分别为灌淤土、棕漠土、石质土、棕钙土和栗钙土，项目气田区和外输管线位于海拔 1400-1600m 的山前冲洪积扇，土壤类型以母质为洪积-冲积细土，沙砾洪积物、石质残积物和坡积一残积物，粗骨性强的棕漠土为主，土壤腐殖质含量很少，pH 值一般高于 8.5。

（2）植被类型及资源

克拉苏气田博孜区位于新疆阿克苏地区拜城县和温宿县。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，尽可用作冬季牧场。

项目区南部为拜城盆地的农田绿洲区，由于拜城盆地年积温偏低，农业主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等作物。

（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。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 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。

目前，阿克苏市国控点空气质量水平数据作为国家判定阿克苏地区整体空气指标达标与否的依据。本次评价采用阿克苏市 2019 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 4.2-1。

表 4.2-1 阿克苏地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	8	60	13	达标
NO_2	年平均质量浓度	31	40	78	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.9mg/m³	4mg/m³	23	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	91	160	57	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	165	70	236	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	54	35	154	超标

项目所在区域 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。故阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次环评引用了博大油气开发部气田环境影响后评价中非甲烷总烃和 H_2S 的监测数据。

监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2-1。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

（3）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

Pi——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（4）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

从上表可以看出，本项目区域特征污染物 H_2S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S、非甲烷总烃均达标。

4.2.2 声环境现状评价

声环境现状进行现场监测。

（1）监测点位

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

（3）监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2021 年 8 月 20 日至 22 日。

（5）评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-4。

从表 4.2-4 可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求；已有计转站、井场场界均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准

4.2.3 地下水环境现状调查与评价

4.2.3.1 监测点位及因子

4.2.3.2 监测时间及频率

大宛齐农场 12 队水井、大宛齐农场 9 队水井监测时间分别为 2019 年 12 月 2 日，监测 1 天，采样 1 次；大宛齐农场 7 队水井监测时间分别为 2019 年 12 月 4 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.2.3.3 监测及分析方法

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/T164-2020)、《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，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.2-5。

表 4.2-5 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L(pH 除外)

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
1	色度	铂-钴标准比色法	GB/T 5750.4-2006	—
2	臭(嗅)和味	嗅气和尝味法	GB/T 5750.4-2006	—
3	浑浊度	散射法-福尔马肼标准	GB/T 5750.4-2006	0.5 NTU
4	肉眼可见物	直接观察法	GB/T 5750.4-2006	—
5	pH 值	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	—
6	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025 mg/L
7	硝酸盐氮	紫外分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.2 mg/L
8	亚硝酸盐氮	重氮偶合分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.001 mg/L
9	挥发性酚类	萃取分光光度法	HJ 503-2009	0.0003 mg/L
10	氰化物	异烟酸-吡唑酮分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.002 mg/L
11	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3 μg/L
12	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04 μg/L
13	硒	原子荧光法	HJ 694-2014	0.4 μg/L
14	铬(六价)	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2006	0.004 mg/L
15	总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006	1.0 mg/L
16	氟化物	离子选择电极法	GB/T 5750.5-2006	0.2 mg/L
17	铝	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	1.15 μg/L
18	铅	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.09 μg/L
19	镉	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.05 μg/L
20	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03 mg/L
21	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01 mg/L
22	铜	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.08 μg/L
23	锌	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.67 μg/L

续表 4.2-5 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L(pH 除外)

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
24	溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006	—
25	耗氧量	酸性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006	0.05 mg/L
26	总大肠菌群	滤膜法	GB/T 5750.12-2006	—
27	菌落总数	平皿计数法	GB/T 5750.12-2006	—
28	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01 mg/L
29	苯	气相色谱-质谱法	HJ 639-2012	1.4 μg/L
30	甲苯	气相色谱-质谱法	HJ 639-2012	1.4 μg/L
31	三氯甲烷	气相色谱-质谱法	HJ 639-2012	1.4 μg/L
32	四氯化碳	气相色谱-质谱法	HJ 639-2012	1.5 μg/L
33	硫化物	N,N-二乙基对苯二胺分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.02 mg/L
34	阴离子表面活性剂	亚甲蓝分光光度	GB/T 7494-1987	0.05 mg/L
35	碘化物	离子色谱法	HJ 778-2015	0.002 mg/L
36	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018 mg/L
37	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L
38	K^+	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02 mg/L
39	Na^+			0.02 mg/L
40	Ca^{2+}			0.03 mg/L
41	Mg^{2+}			0.02 mg/L
42	CO_3^{2-}	滴定法	DZ/T 0064.49-1993	5 mg/L
43	HCO_3^-			5 mg/L
44	Cl^-	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L
45	SO_4^{2-}			0.018 mg/L

4.2.3.4 地下水质量现状评价

（1）评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

Coi——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

PpH=(7.0-pHi)/(7.0-pHsd)(pHi≤7.0)

PpH=(pHi-7.0)/(pHsu-7.0)(pHi＞7.0)

式中：PpH—pH 的标准指数，无量纲；

pHi--i 监测点的水样 pH 监测值；

pHsd—评价标准值的下限值；

pHsu—评价标准值的上限值。

评价标准：执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准。

（2）水质监测及评价结果

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.2-6。

4.2.4 土壤环境现状调查与评价

4.2.4.1 土壤环境现状监测

（1）监测点位

根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)布点要求，本工程在占地范围内设置 3 个柱状样监测点，1 个表层样监测点，占地范围外 2 个表层样监测点。

（2）监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-7。

（3）监测时间及频率

本次监测采样时间为 2021 年 8 月 25 日。

（4）采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采集表层样 0.2m。

（5）监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.2-8。

表 4.2-8 检测分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
1	pH	《土壤 pH 值的测定 电位法》(HJ 962-2018)	/
2	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.01 mg/kg
3	镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.01 mg/kg
4	铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)	0.5mg/kg
5	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	1mg/kg
6	铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.1 mg/kg
7	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.002 mg/kg
8	镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	3mg/kg
9	石油烃(C_{10}-C_{40})	《土壤和沉积物 石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	6mg/kg
10	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.3 μg/kg
11	氯仿		1.1 μg/kg
12	氯甲烷		1.0 μg/kg
13	1,1-二氯乙烷		1.2 μg/kg
14	1,2-二氯乙烷		1.3 μg/kg
15	1,1-二氯乙烯		1.0 μg/kg
16	顺式-1,2-二氯乙烯		1.3 μg/kg
17	反式-1,2-二氯乙烯		1.4 μg/kg
18	二氯甲烷		1.5 μg/kg
19	1,2-二氯丙烷		1.1 μg/kg
20	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
21	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
22	四氯乙烯		1.4 μg/kg
23	1,1,1-三氯乙烷		1.3 μg/kg
24	1,1,2-三氯乙烷		1.2 μg/kg
25	三氯乙烯		1.2 μg/kg
26	1,2,3-三氯丙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色	1.2 μg/kg

27	氯乙烯	谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.0 μg/kg
28	苯		1.9 μg/kg
29	氯苯		1.2 μg/kg
30	1,2-二氯苯		1.5 μg/kg
31	1,4-二氯苯		1.5 μg/kg
32	乙苯		1.2 μg/kg
33	苯乙烯		1.1 μg/kg
34	甲苯		1.3 μg/kg
35	间，对-二甲苯		1.2 μg/kg
36	邻-二甲苯		1.2 μg/kg
37	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	0.09 mg/kg
38	苯胺		0.09 mg/kg
39	2-氯苯酚		0.06 mg/kg
40	苯并[a]蒽		0.1mg/kg
41	苯并[a]芘		0.1mg/kg
42	苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg
43	苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg
44	䓛		0.1mg/kg
45	二苯并[a,h]蒽		0.1mg/kg
46	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg
47	萘		0.09mg/kg

4.2.4.2 土壤环境质量现状评价

（1）评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 Si 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

（2）评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值标准；占地范围外非建设用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1

农用地土壤污染风险筛选值标准。

(3)土壤环境现状监测结果与评价

4.2.5 生态环境现状调查与评价

（1）生态功能区划

克拉苏气田隶属新疆阿克苏地区拜城县和温宿县，包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。规划区范围博孜 1 井区、博孜 3 井区涉及温宿县，其余区块均在拜城县内。

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），规划区属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区和拜城盆地绿洲农业生态功能区

规划区生态功能区划见表 4.2-9 和图 4.2-1。

表 4.2-9 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

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，规划区规划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，气田规划区域生态环境具有以下特点：

①规划范围地处拜城盆地，地势呈西北高，东南低，海拔在 1200～1800m 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。规划范围不涉及自然保护区、风景名胜区等敏感区域。

②规划范围大部分土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地，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。

③项目所在地拜城县土壤从南部的木扎尔特河向北随着海拔的升高呈条带状分布，自南向北分别为灌淤土、棕漠土、石质土、棕钙土和栗钙土。规划范围的山前丘陵区主要是石质土，山前冲洪积倾斜平原主要是棕漠土，冲积平原区主要是灌淤土。

④气田开发规划建设过程中地表建筑物的建设、道路的修建、采油树的增多、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，规划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）规划区生态环境概况

规划区遥感影像见图 3.3-2，区域内地形地貌、地表土壤、植被等生态要素特点见表 3.3-2。

克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。本次规划内容不涉及克拉区块，主要包括克深、大北、博孜区块。

大北区块包括吐北 4、大北 11 井区，吐北 4 井区位于北部的低山丘陵区，主要土地利用类型为戈壁、裸岩石砾地，土壤类型是石质土、棕漠土，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%。大北 11 井区位于大北处理厂南侧，前冲洪积倾斜平原，主要土地利用类型为戈壁、土壤类型是棕漠土，主要为短叶假木贼群系，并伴生有猪毛菜、琵琶柴、麻黄等，植被覆盖度约为 5%-7%。

博孜区块包括博孜 1、博孜 3 井区，在大北区块的西北侧。地形略有起伏，部分为低山丘陵，部分为平原区。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。集输管线周围有部分农田，主要种植玉米。

4.2.6 土地利用现状调查

拜城县辖区土地总面积为 1589098.52hm^2，根据拜城县第二次土地调查结果，全县有农用地 826263.04hm^2，建设用地 12424.51hm^2，其他土地 750410.97hm^2。拜城县垦殖率为 5.23%%，建设用地率为 0.78%，土地资源开发利用程度不高。拜城县地处渭干河干流上游区，境内有三大平原，耕作土壤的肥力偏低，土壤盐渍化较严重，后备耕地资源不足，但土地开发和农村居民点整理潜力较大。拜城县其他土地中的自然保留地为 719572.15hm^2，占土地总面积的 45.30%，但是大部分为山地和河流水面，土地开发利用潜力较小。拜城县基本农田保护区面积为 63837.4 hm^2，其中基本农田面积为 5504.59hm^2，主要分布在察尔其乡、米吉克乡、托克逊乡、吐尔乡、温巴什乡和老虎台乡。

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2007），以确定规划区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状图见图 4.2-10 和表 4.2-10。

表 4.2-10 规划区土地面积表

分类		面积（公顷）	占评价区比例（%）
类	类型		
耕地	旱地	39802.04	11.372
草地	高覆盖度草地	627.83	0.179
	中覆盖度草地	3829.95	1.094
	低覆盖度草地	63769.34	18.220
建设用地	城镇用地	11.90	0.003
	农村居民点	1029.12	0.294
	工矿用地	8.76	0.003
未利用地	戈壁	111382.54	31.824
	盐碱地	1729.65	0.494

分类		面积（公顷）	占评价区比例（%）
类	类型		
	裸土地	3037.44	0.868
	裸岩石砾地	122938.71	35.125
林地	灌木林地	185.24	0.053
	其他林地	52.46	0.015
	有林地	14.86	0.004
水域	河渠	53.95	0.015
	坑塘	13.78	0.004
	沼泽地	14.20	0.004
	滩地	1498.21	0.428
合计		350000	100

从土地利用现状表可以看出，规划区评价范围内未利用地占到了规划区土地利用类型面积的 68.31%，草地占地比例约为 19.493%，耕地、林地和工矿用地占评价区的比例非常低。

4.2.7 区域植被现状调查

4.2.7.1区域自然植被区系类型

按中国植被区划，规划区属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。本区的山前冲洪积扇 1400-2000m 的区域分布着典型的盐柴类荒漠，主要是灌木、半灌木及小半灌木。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 3.3-7）。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 4.2-11 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	*K.Schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	短叶假木贼	*Anabassis spp.*
柽柳科 *Tamaricaccae*	琵琶柴	*Rcaumuria soongaria*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
	库车锦鸡儿	*C.camillischneideriKom*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼篷	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*

科	种名	拉丁名
茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium rutheulcum*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*
	赖草	*Aneurolepidium seealinud*
	猪毛菜	*Salsola spp.*

4.2.7.2规划区植被类型

实地调查结果表明，规划区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。规划区植被类型见图 3.3-5。规划植被单元划分如下：

（1）低山丘陵

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

（2）山前倾斜戈壁洪积平原

规划区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

规划区南部属于洪积平原，主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等。

规划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。

4.2.7.3植被利用现状

规划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，规划区属于五等 6 级草场，植被覆盖度约为 10%，平均鲜草量 1500kg/hm^2。

4.2.7.4区域农业生产现状

规划区南部为农田，主要位于大桥乡、布隆乡、亚吐尔乡、克孜尔乡，农田主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等。目前气田开发尚未进入农田区，仅在博孜区块附近距离农田较近。

4.2.8 野生动物现状评价

规划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 4.2-12。

表 4.2-12 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	＋	＋	＋	
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	＋	＋	＋	

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
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 4.2-13。

表 4.2-13 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和外输管道沿线区域活动，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

物种	保护级别	区域分布情况	生活习性
			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长区有分布。	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。本区域不是鹅喉羚的主要栖息地、繁殖地，新疆鹅喉羚主要分布在准噶尔盆地的卡拉麦里有蹄类自然保护区内，本规划区鹅喉羚主要分布在项目区北部的山区，鹅喉羚会从山区下至项目所在的戈壁荒漠区觅食，数量极少。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）油气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目永久占地 0.007km^2、临时占地 0.21km^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小

及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油气区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

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

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

（1）占地影响

由影响因素分析和油气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

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

本项目共占地 0.217km^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 0.007km^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 0.21km^2 土地重新

回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本项目永久占地面积0.007km^2，以井场占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为30t。

本项目临时占地面积0.21km^2，以井场、管线施工临时占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为209.25t。

（3）管线修建对植被的影响

工程新建集输管线 12.94km（燃料气管线与集输管线同沟敷设）。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在油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；二是生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0～20cm 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。

（5）人类活动对植被的影响

油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，从而形成次生沙漠化。

（6）大气污染物的影响

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 NO_2、SO_2 及建设期的空气扬尘。

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

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

在油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，油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。

（7）事故排放对植被的影响

油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凝析油泄漏，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油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。

如塔里木油田公司的东河塘油田发生的输油管线破裂事故，致使 $40\times60m^2$ 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。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

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

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、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，随着本项目站场建设的各个过程，克拉苏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。

克拉苏气田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.4 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。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油气田开发如井

场、站场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

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

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气，井场、站场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为管线敷设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

（1）施工机械和运输车辆燃料废气

本项目的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

（2）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求

适当洒水降尘，减轻污染。随油气田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（3）施工过程中扬尘的影响分析

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

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

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目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》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本项目博孜 1801 井及管线工程位于阿克苏地区温宿县，其余 3 口井及管线，博孜 1 集气站扩建工程均位于阿克苏地区拜城县境内。因此本次以收集拜城县常年的地面观测数据为主进行统计分析。

①温度

区域内近 30 年各月平均气温变化情况见表 5.2-1，近 30 年各月平均气温变化曲线见图 5.2-1。

表5.2-1 近30年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.84

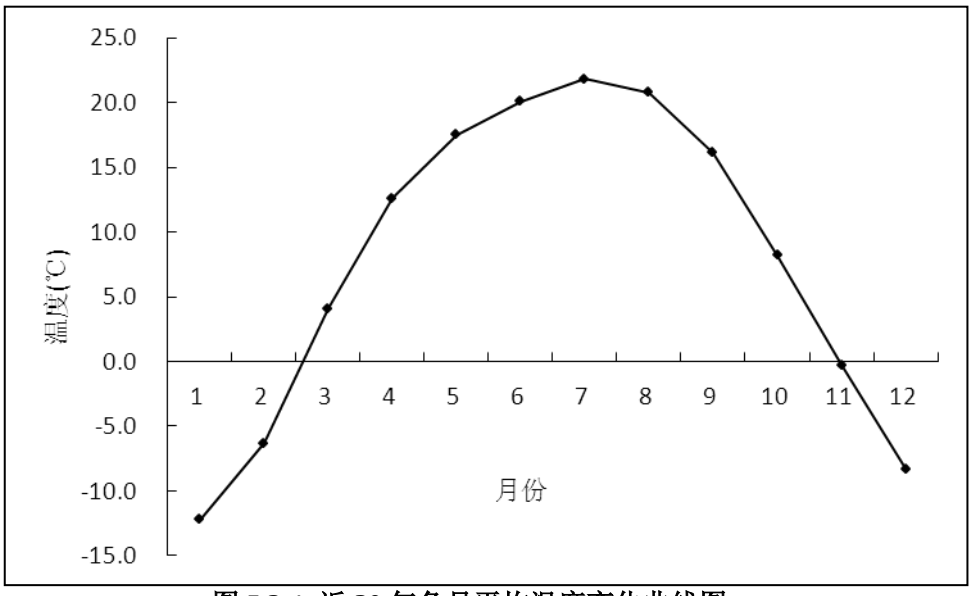

图 5.2-1 近 30 年各月平均温度变化曲线图

由表 5.2-1 可知，区域近 30 年平均气温为 7.84℃，7 月份平均气温最高，为 21.8℃，1 月份平均气温最低，为-12.2℃。

②风速

区域内近 30 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2，近 30 年各月平均风速变化曲线见图 5.2-2。

表 5.2-2 近 30 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	0.4	0.6	0.9	1.4	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8	0.5	0.4	0.4	0.84

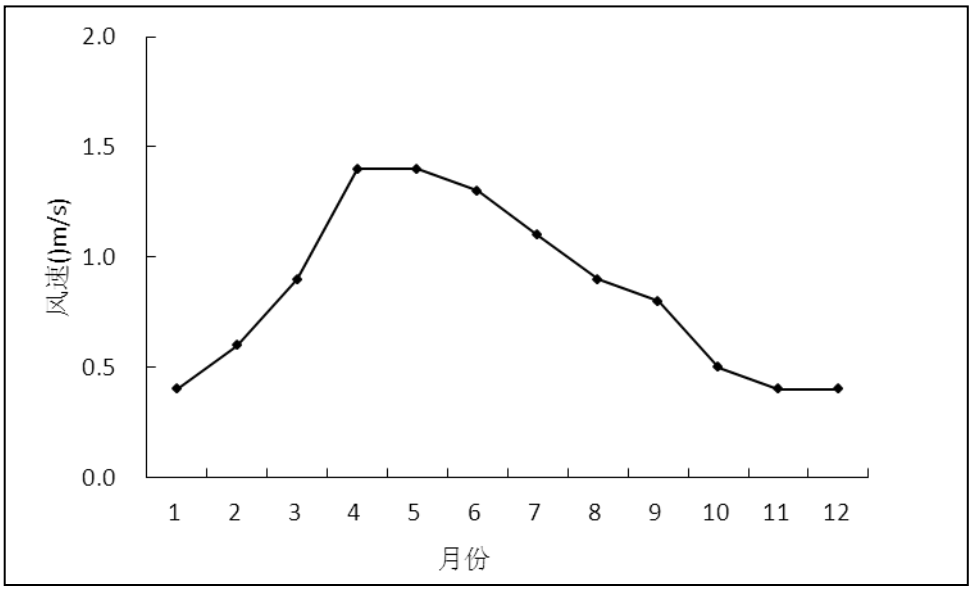

图 5.2-2 近 30 年各月平均风速变化曲线图

由表 5.2-2 可知，区域近 30 年平均风速为 0.84m/s，4、5 月份平均风速最大为 1.4m/s，1、11、12 月份平均风速最低为 0.4m/s。

③风向、风频

区域内近 30 年平均各风向风频变化统计结果见表 5.2-3，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-3。

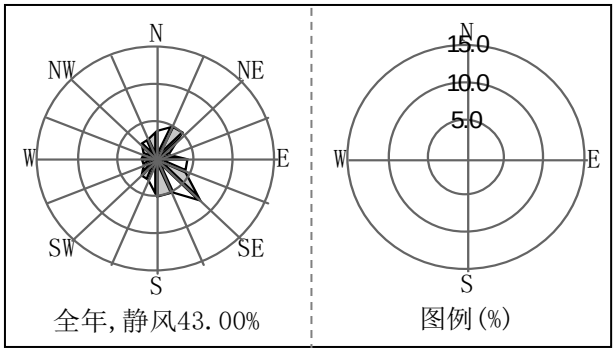

图 5.2-3 近 30 年风频玫瑰图

表 5.2-3 近 30 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率(%)	4	5	5	2	4	4	8	5	5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率(%)	3	3	2	2	2	3	3	43	

由表 5.2-3 及图 5.2-3 析可知，近 30 年资料统计结果表明，该地区多年 SE

风向的平均风频最大，其次是 NNE、NE、SSE、S 风向，该区域任何连续三个风向角风频之和均小于 30%，因此气象资料统计结果显示该地区主导无主导风向。

5.2.2.2 大气环境影响分析

5.2.2.2.1 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目有组织排放废气主要为加热炉燃烧废气，本项目新建燃气加热炉 4 台，新建的加热炉功率均为 315kw，其中博孜 1801 井场加热炉燃气量最大，用量为 36 万 m^3/a，因此选取博孜 1801 井场内加热炉作为最大有组织废气污染源进行预测分析。根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取颗粒物、NO_x，SO_2 为预测因子，利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度及占标率。污染物排放参数见表 5.2-3，估算模型参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标	海拔 m	排气筒参数					年排放小时数	污染物名称	排放速率 kg/h
			高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (℃)	流量 (m^3/h)	流速（m/s）			
博孜 1801 井场内加热炉		1733	8	0.2	120	399	3.53	7920	SO_2	0.002
									NOx	0.094
									颗粒物	0.012

表 5.2-5 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	/
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	/

5.2.2.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集输过程中的烃类无组织挥发，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，本项目开采、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。本项目主要对单座井场（博孜 1801 井场）和博孜 1 集气站内设备扩建的面源进行无组织预测，预测因子为 NMHC，无组织源强详见表 5.2-6。

表 5.2-6 运营期非甲烷总烃无组织挥发面源参数一览表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	单个矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC
博孜1801井场			1733	43.6	38	7920	0.0033
博孜1集气站内设备扩建			1635	98	66	7920	0.012

5.2.2.3 大气环境影响评价

本项目对周边环境的影响主要来自井场的加热炉烟气中的 SO_2、NO_2 和颗粒物以及井场、站场在油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃（NMHC）。通过估算模式估算，无组织排放的 NMHC 最大占标率最大（5.46%），其占标率 10%的最远距离 D10%=190m，最大占标率 1%≤Pmax＜10%内，根据《环境影响

评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）的要求，确定大气影响评价的工作等级为二级，选用 AIRSCREEN 模式计算结论进行简单预测即可。

（1）有组织废气预测及评价

本项目对博孜 1801 井场内加热炉烟气中的 SO_2、NO_2 和颗粒物预测结果见下表 5.2-7。

表 5.2-7 本项目加热炉废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	加热炉废气污染物					
		NO_X		SO_2		颗粒物	
		占标率 %	落地浓度 mg/m³	占标率 %	落地浓度 mg/m3	占标率 %	落地浓度 mg/m³
1	100	3.46	1.94E-03	0.7	3.50E-03	0.78	1.55E-02
2	200	1.6	8.98E-04	0.32	1.62E-03	0.36	7.19E-03
3	300	0.72	4.03E-04	0.15	7.25E-04	0.16	3.22E-03
4	400	0.4	2.23E-04	0.08	4.02E-04	0.09	1.79E-03
5	500	0.37	2.06E-04	0.07	3.70E-04	0.08	1.65E-03
6	600	0.37	2.06E-04	0.07	3.71E-04	0.08	1.65E-03
7	700	0.35	2.00E-04	0.07	3.59E-04	0.08	1.60E-03
8	800	0.34	1.91E-04	0.07	3.44E-04	0.08	1.53E-03
9	900	0.32	1.83E-04	0.07	3.29E-04	0.07	1.46E-03
10	1000	0.31	1.75E-04	0.06	3.14E-04	0.07	1.40E-03
11	1100	0.3	1.67E-04	0.06	3.00E-04	0.07	1.34E-03
12	1200	0.28	1.60E-04	0.06	2.88E-04	0.06	1.28E-03
13	1300	0.27	1.54E-04	0.06	2.76E-04	0.06	1.23E-03
14	1400	0.26	1.48E-04	0.05	2.66E-04	0.06	1.18E-03
15	1500	0.25	1.42E-04	0.05	2.56E-04	0.06	1.14E-03
16	1600	0.24	1.37E-04	0.05	2.47E-04	0.05	1.10E-03
17	1700	0.24	1.33E-04	0.05	2.39E-04	0.05	1.06E-03
18	1800	0.23	1.28E-04	0.05	2.31E-04	0.05	1.03E-03
19	1900	0.22	1.24E-04	0.04	2.24E-04	0.05	9.95E-04
20	2000	0.21	1.21E-04	0.04	2.17E-04	0.05	9.65E-04
21	2100	0.21	1.17E-04	0.04	2.11E-04	0.05	9.37E-04
22	2200	0.2	1.14E-04	0.04	2.05E-04	0.05	9.10E-04
23	2300	0.2	1.11E-04	0.04	1.99E-04	0.04	8.86E-04
24	2400	0.19	1.08E-04	0.04	1.94E-04	0.04	8.62E-04

25	2500	0.19	1.05E-04	0.04	1.89E-04	0.04	8.40E-04
Pimax		**3.46**	**1.55E-02**	**0.7**	**3.50E-03**	**0.78**	**1.94E-03**
Dimax（m）		**15**					
$D_{10\%}$		--					

预测结果表明，博孜 1801 井场内加热炉有组织排放的颗粒物、NO_2、SO_2 最大落地浓度出现在 15m 处，NO_X 最大浓度占标率最高（3.46%），对大气环境影响较小。本项目加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（2）无组织废气预测及评价

本项目对博孜 1801 井场和博孜 1 集气站内设备扩建的油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃预测结果见下表 5.2-8。

表 5.2-8 本项目油气无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	博孜1801井场无组织		博孜1集气站内设备扩建	
		NMHC		NMHC	
		占标率%	落地浓度 μg/m³	占标率%	落地浓度 μg/m³
1	100	2.62	65.30	5.06	101
2	200	2.24	52.40	5.45	109
3	300	1.9	44.80	5.1	102
4	400	1.63	38.10	4.55	91.10
5	500	1.41	32.60	4.03	80.70
6	600	1.24	28.20	3.61	72.20
7	700	1.12	24.90	3.26	65.20
8	800	1.01	22.30	2.99	59.70
9	900	0.94	20.30	2.78	55.60
10	1000	0.87	18.80	2.6	51.90
11	1100	0.82	17.50	2.44	48.80
12	1200	0.77	16.30	2.3	46.00
13	1300	0.73	15.50	2.18	43.60
14	1400			2.07	41.40
15	1500			1.97	39.40
16	1600			1.88	37.60
17	1700			1.79	35.90
18	1800			1.71	34.30

19	1900			1.64	32.80
20	2000			1.57	31.50
P_{imax}		**3.26**	**65.3**	**5.46**	**109**

（2）无组织排放挥发性有机物环境影响分析

博孜 1 集气站的最大落地浓度出现在 190m 处，其中 NMHC 最大浓度占标率最高（5.46%），最大落地浓度为 109μg/m^3；

博孜 1801 井场的最大落地浓度出现在 27m 处，其中 NMHC 最大浓度占标率最高（3.26%），最大落地浓度为 65.3μg/m^3。

博孜 1801 井场和博孜 1 集气站内设备扩建外的 NMHC 浓度均可达到《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2000μg/m^3）要求，说明单座井场和博孜 1 集气站正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-9 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m^3）	
有组织排放						
1	加热炉	SO_2	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	0.04
		NOx			200	1.9
		颗粒物			20	0.24
无有组织排放						
2	井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020））	井场外 4.0mg/m^3	1.122

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见下表 5.2-10。

表 5.2-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级 ☑		三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□		边长=5km☑			
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□		500～2000t/a□		＜500t/a☑			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（NMHC）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑			
评价标准	评价标准	国家标准 ☑		地方标准□		附录 D□		其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区 ☑		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2020）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据 ☑		现状补充监测 ☑			
	现状评价	达标区□				不达标区 ☑			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□		边长=5km☑			
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%☑				C 本项目最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□			C 本项目最大占标率＞10%□			
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%□			C 本项目最大占标率＞30%□			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）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：（非甲烷总烃）			监测点位数（1）		无监测□		
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受□							
	大气环境防护距离	距厂界最远（0）m							
	污染源年排放量	SO_2：（0.04）t/a		NOx：（1.9）t/a		颗粒物：（0.24）t/a		VOCs：（1.22）t/a	

5.2.3 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，气井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 水环境影响分析

5.3.1 地表水环境影响

5.3.1.1 施工期地表水环境影响分析

（1）管道穿越施工对引水干渠的影响

根据设计方案，本项目管道穿越水渠 4 处，穿越总长度为 58m，为农业灌溉引水渠。施工过程中的开挖活动可能阻隔、影响水域的固有水文规律，开挖将使地下水向管沟方向侧渗，可能沿管沟形成水流，造成周围局部高出地段地下水位下降或使管沟两侧地下潜流受阻，水渠的开挖作业应选在非农业用水期，穿越干渠前可与管理部门协商临时断流，开挖施工对下游农业用水量影响较小，若施工期赶在灌溉季节，施工将采用围堰导流的方式，分段施工。对于浆砌石水渠，一般为重要渠道，采用地下顶管方式通过，地下顶管采用钢筋混凝土套管，套管顶至渠底最小埋深≥2m。项目穿越河流施工对项目区农业灌溉影响是短期的和局部的。

（2）施工期施工人员生活污水

根据以往施工经验，施工队伍的吃住一般租用当地民房，同时施工是分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，因此施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。因此，只要控制不让生活污水进入河道，就不会造成水体污染。

（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。

综上，在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423—2007）

设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下，可大大减少对地表水环境的影响。落实开发期各项环保措施的情况下，本项目开发期废水对水环境的影响较小。

5.3.1.2 运营期地表水环境影响分析

（1）气田区运营期地表水环境影响分析

项目运营期产生的废水主要为采出水。采出水与气一同进入大北天然气处理厂处理，经处理达标后回注油层，不外排。

（2）管道运营期地表水环境影响分析

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

5.3.2 地下水环境影响

5.3.2.1 评价区水文地质条件

（1）地下水赋存条件

本项目评价区所在区域的地貌类型有低山丘陵区、山间盆地与山前平原区。不同的地形地貌垂直带又有截然不同的气候与水文条件。本区地下水的赋存条件与分布特征均受、气候、水文等因素的共同影响，互相依从、互相制约。

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 1180-1400 米，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现

象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80m 左右。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散类岩层沉积厚度自北部山前的 200m，向南部平原区逐渐变厚，最厚达 500m 左右。

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

本项目位于大桥乡以西的木扎提河冲洪积平原区，上更新统及中更新统卵砾石层厚度 160-400m，形成贮量丰富的潜水区。

（2）地下水埋藏及分布规律

由于盆地内河流较多，木扎提河在本区内纵贯全区，受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响，评价区位于西部木扎提河冲积洪积平原区。

大桥乡以西的木扎提河冲洪积平原区（包括老虎台洼地），组成岩性为上更新统及中更新统卵砾石层，厚度 150-400m。据钻孔资料，在老虎台洼地一带，含水层岩性为卵石粒径在 9-15cm，含水层岩性分选差,磨圆度中等,该区域地下水的埋深普遍较大，均在 50-100m。在察尔其乡一带,含水层主要是卵石、砾卵石层，卵石直径 6-8cm 或 10-20cm，最大可达 25-35cm，分选性差，其富水性在南北近山前要小于平原的中部，单位涌水量在南部的十六连是 2.54L/s.m（升/秒•米），向中部至九连一带为 3.45L/s.m，地下水埋深均大于 20m。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好，单位涌水量为 12.64L/s.m，地下水埋深较上游的九连变小，在 5-7m 左右。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，地下水埋深大于 10m，单位涌水量为 0.53L/s.m，并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，单位涌水量在 5.11-14.82L/s.m 之间，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93-14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗料变小，含水层岩性以砂砾石层主为，单位涌水量在

5.31-7.61L/s.m 之间，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m。

（3）地下水类型与含水岩组富水性

将评价区地下水含水岩组按含水介质的类型、结构分为古近系、新近系碎屑岩类孔隙裂隙含水岩组和第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组两种，按富水级别划分为水量极丰富的（＞5000 m^3/d）和水量丰富的（1000－5000m^3/d）两类，为了方便对比，涌水量统一换算成井径 8 英寸降深 5 米时的推算涌水量，以下简称推算涌水量。

①古近系、新近系碎屑岩类孔隙裂隙含水岩组

古近系、新近系碎屑岩类孔隙裂隙水分布在项目区的东部，大北 11 集气站至大北 101 集气站区域，根据区域水文地质报告，涌水量不足 100m^3/d，地下水矿化度大于 10g/l。由于古近系、新近系碎屑岩类孔隙水富水性差以及山前断裂的阻水作用，使之与山前冲洪积平原区 水力联系不密切，对评价区的补给可以忽略不计。

②第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组

A、水量丰富区（1000~5000m^3/d）

分布在老虎台洼地、察尔其以西、大宛其以北的冲积扇的中上部、木扎提河以南的平原区，博孜 2 集气站—大北 11 集气站及博孜 9-1 井—大北清管站之间区域的地下水富水程度属于该区。含水层是巨厚（100~300m），粗大的砾卵石层，含水丰富，根据前人的抽水试验资料，单井推算涌水量为 1035.85~4033.57m^3/d。

B、水量中等区（500~1000m^3/d）

分布于木扎提河西部的冲积平原区，本项目的博孜 2 集气站以西的大部分区域的地下水富水程度属于该区。含水层为上更新统砾卵、漂砾层，潜水位埋深约 70m，渗透系数 1.37m/d，属于 $Cl\cdot SO_4$-Na·Ca 型水。

评价区水文地质图见图 5.4-1，区域水文地质剖面图见图 5.4-2。

（4）地下水补给、径流、排泄条件

评价区的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定着地下水的补给、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 80 米），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。

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。

（5）地下水动态

地下水动态主要受气象、水文和水文地质条件及人类活动因素控制。根据区域的地下水动态监测资料，区内潜水水位动态主要表现为水文型。

位于河流冲洪积的河间地块，潜水的动态特征曲线与两河的丰枯特征较相似，表现出水文型动态特征。河流的丰枯特征 10 月至翌年 3 月份为枯水期，4 月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6~8 月河流迳流量最高，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。

（6）水化学特征

第四系松散层孔隙水的化学类型与矿化度主要受补给、径流、排泄条件与埋

藏条件的控制。拜城盆地内的第四系松散层多是单一、巨厚的卵砾石层，孔隙率高，地下水主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。

项目区内各河流出山口后的水化学类型多为矿化度小于 0.3g/L 的 HCO_3-Ca、HCO_3-SO_4-Ca 型水，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。

本项目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 0.2~0.6g/L 的 HCO_3-SO_4-Ca-Na 型水；其下部至扇缘溢出带，主要是矿化度 0.2~0.91g/L 的 $HC0_3$-SO_4-C_a-Mg 型水。

5.3.2.2 地下水源分布

根据野外现场实地调查，结合拜城县环保局提供的《拜城县饮用水水源保护区划分方案》（(新政函【2011】241 号文批复）《阿克苏乡镇级饮用水水源保护区划分方案》（新政函【2016】22 号批复）资料，项目建设区域居民个人开采地下水情况很少，居民饮用水水源主要采用集中形式供水，各水源集中供水井主要沿喀普斯浪河、台勒维丘克河、卡拉苏河、克孜尔河、木札特河等水系及冲洪积扇分布。本项目开发区块下游的地下水源地有 4 个，分别为大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地、大宛其农场 8 大队水厂地下水源地、大桥乡 7 大队地下水源地和察尔齐镇地下水水源地，为本项目地下水环境敏感点及重点保护目标。项目区与水源井的位置关系见图 5.4-3。

表 5.3-1 项目区周边分布水源保护区情况

水源地名称	保护区级别	面积（km^2）	周长（km）	工程与敏感目标的关系
拜城县大宛其农场 8 大队水厂地下水源地	一级	0.15	1.53	拟建集气干线东南 20.6km 处
大宛其农场克台克吐尔水厂地下	一级	0.16	1.59	拟建集气干线以东 4.7m 处

水源地名称	保护区级别	面积（km^2）	周长（km）	工程与敏感目标的关系
水源地				
拜城县大桥乡 7 大队水厂地下水源地	一级	0.16	1.6	拟建集气干线东南 23.6km 处
察尔齐镇地下水水源地	一级	0.04	0.80	拟建集气干线东南 27.7km

图 5.4-3 项目区与水源保护区的位置关系

5.4.2.3 施工期地下水环境影响分析

（1）管线施工对地下水的影响

本项目的管道敷设埋深不小于 0.2m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

（2）生活污水对地下水的影响

根据工程分析，施工期生活用水最大量为 4.4m^3/d，总产生量为 23100m^3，

生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等；类比其他气田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD_5 为 170mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD8.08t、BOD_5 3.93t、氨氮 0.14t、SS 0.56t。

根据以往施工经验，施工队伍的吃住一般租用当地民房，同时施工是分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，因此施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。施工结束后均及时清场，基本不会对地下水环境造成污染。

5.4.2.4 运营期地下水环境影响分析

（1）采出水对地下水的影响

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。根据开发方案预测，本气田为干气，采出水依托大北天然气处理厂处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注，不外排。

（2）油气管道对地下水影响分析

正常状况下，由于输气管线是全封闭系统，输送的天然气不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时对管线穿越地区地下水不会造成影响。

在非正常状况下，油气管道泄漏后，若凝析油渗入地下，可能对地下水产生影响。

凝析油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的浓度按 8.01×10^5mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

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

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

$$t_{1/2}=0.693/k$$

式中：

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

C_0——污染源强（mg/l），按 8.01×10^5mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

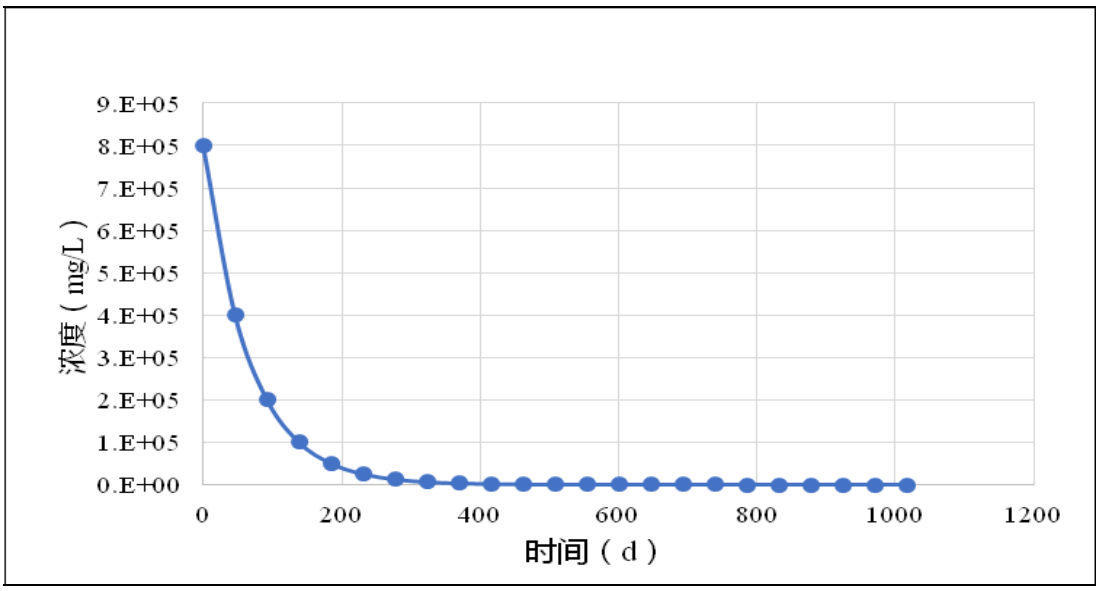

图 5.4-4 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 46d 左右，经过 986 天的自然降解，污染物浓度才可达到石油类浓度的标准值 0.3mg/L，根据地下水流速，可计算出凝析油泄露后的影响范围为泄漏点的地下水下游方向 128m。故输油管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

（3）设备检修对地下水的影响

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，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。正常状况下，不会对地下水产生影响。

本次评价主要对非正常状况下，检修污水罐泄漏对地下水的影响进行预测分析。

①泄漏点

假定集气站检修污水罐车发生泄漏，泄漏地点在集气站中。

②泄漏源强

设定本次生产污水泄漏浓度为 1500 mg/L，时间按 1 天。

③预测模型

本次评价将地下水污染按最不利条件预测，在模型中不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，将其作为保守物质看待，模型中各项参数，只按保守型污染质考虑，即只考虑运移过程中的对流、弥散作用。采用一维水动力弥散一点源短时泄漏模型进行预测分析。预测模型如下：

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

式中：x——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C(x，t)——t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M——含水层厚度，m；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m^2/d；

π——圆周率；

erfc（）—余误差函数；

④预测参数

（3）预测参数确定

渗透系数：参考天然气处理厂抽水试验数据等统计资料，区内含水层平均渗透系数 4.41m/d。

地下水实际流速：

$$U=K\times I/n$$

U——地下水实际流速，m/d；

K——渗透系数（4.41m/d），m/d；

I——水力坡度（1%），无纲量；

n——孔隙度（0.34），无纲量；

可算得项目区地下水实际流速约为 0.13m/d。

弥散度及弥散系数：

$$D=\alpha_L \times U$$

D——弥散系数，m^2/d；

α_L——弥散度；

U——水流速度，m/d。

由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或室内弥散试验获得评价区真实的弥散度。因此，本研究参考前人的研究成果，本次评价区范围对应的弥散度应介于 1～10 之间，按照偏保守的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10，则纵向弥散系数为 $1.3m^2/d$。

⑤预测结果

将含水层参数带入水质模型，利用解析模型，分别预测非正常状况下，污染物泄漏后 100d、1000d、3000d 时的污染物迁移情况。得到污染物石油类运移的预测结果见图表 5.3-2，石油类依据《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)设为 0.3mg/L。

表 5.3-2 污染物模拟期内运移距离及浓度随时间变化

污染物	100d		1000d		3000d	
	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	1.750	0	0.0296	0	0.0000
	5	2.97	20	0.0861	50	0.0003
	10	4.22	40	0.2110	100	0.0025
	15	5.18	60	0.4350	150	0.0152
	20	5.59	80	0.7630	200	0.0660
	25	5.35	100	1.1400	250	0.2060
	30	4.57	120	1.4400	300	0.4640
	35	3.50	140	1.5500	350	0.7550
	40	2.40	160	1.4300	400	0.8870
	45	1.48	180	1.1200	450	0.7530
	50	0.83	200	0.7530	500	0.4620
	55	0.416	220	0.4320	550	0.2050
	60	0.189	240	0.2110	600	0.0660
	65	0.077	260	0.0884	650	0.0154
	70	0.029	280	0.0316	700	0.0026
	75	0.010	300	0.0097	750	0.0003
	80	0.0029	320	0.0025	800	0.0000
	85	0.0008	340	0.0006		

	90	0.0002	360	0.0001		
	95	0.0000	380	0.0000		
	100	0.0000	400	0.0000		

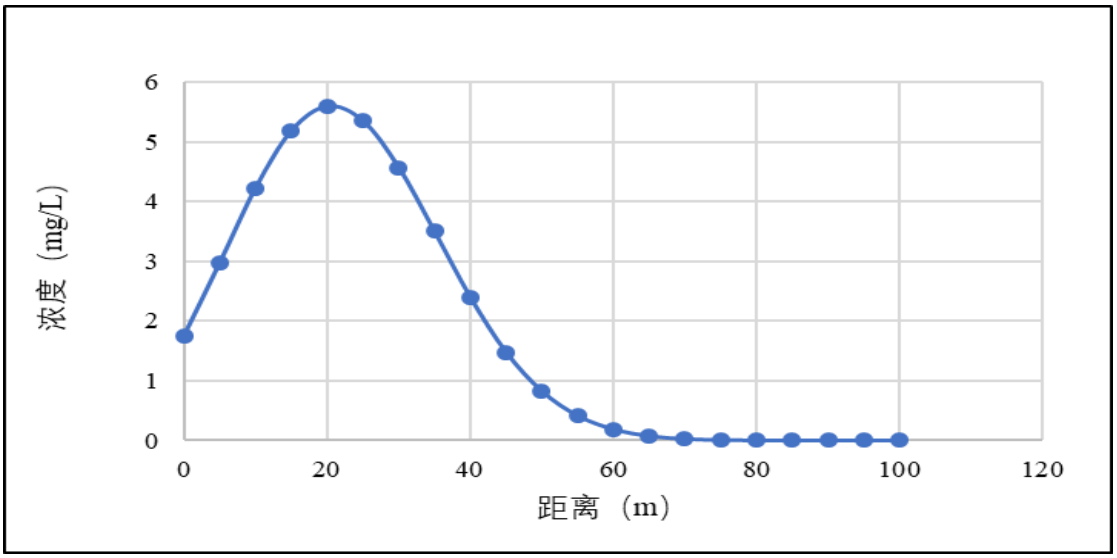

图 5.3-5 污水处理区发生短时泄露石油类 100d 后浓度变化趋势图

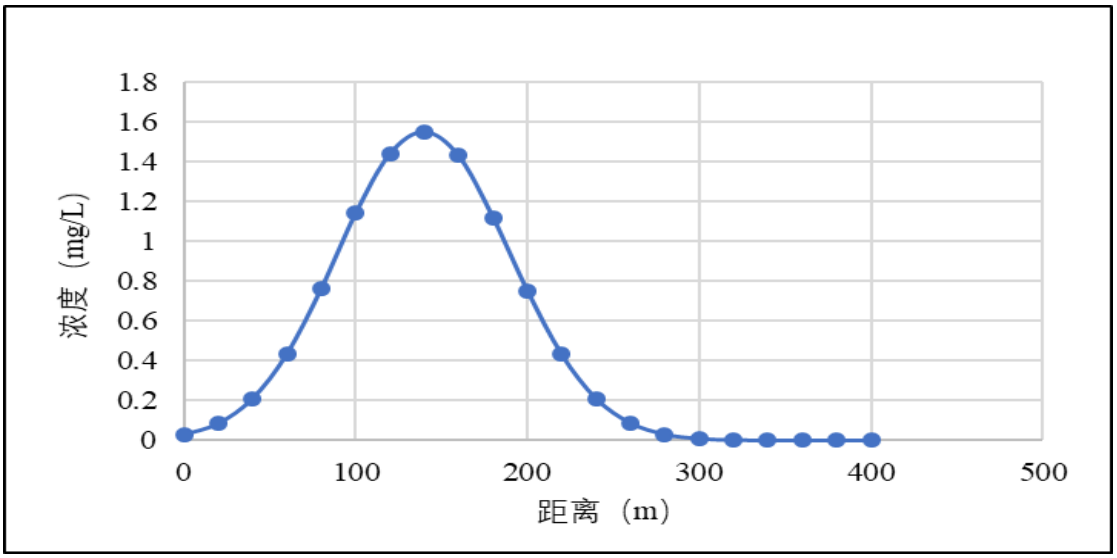

图 5.3-6 污水处理区发生短时泄露石油类 1000d 后浓度变化趋势图

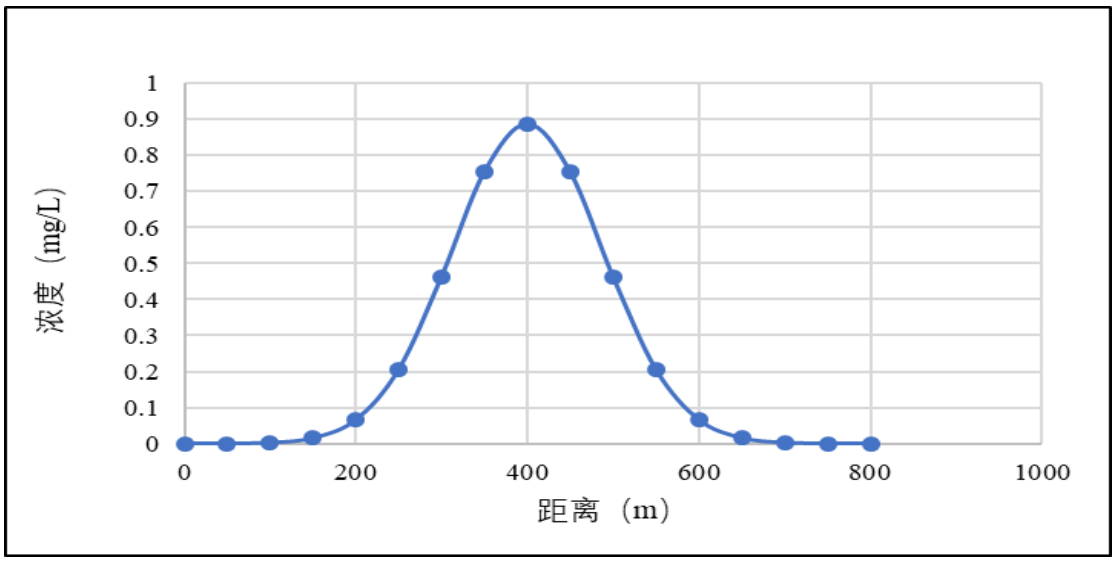

图 5.3-7 污水处理区发生短时泄露石油类 3000d 后浓度变化趋势图

根据表 5.4-2 和图 5.4-5~5.4-7，在非正常状况出现后 100 天时，预测的最大值为 5.595029mg/l，位于下游 21m，预测超标距离最远为 57m；影响距离最远为 63m；影响距离最远为 70m；1000 天时，预测的最大值为 1.554605mg/l，位于下游 140m，预测超标距离最远为 230m；影响距离最远为 257m；3000 天时，预测的最大值为 0.8865361mg/l，位于下游 400m，预测超标距离最远为 529m；影响距离最远为 583m。在预测期间，随着污染物在含水层中运移距离的增加，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。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

本项目在建设施工过程中，由于平整场地、运输、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

表 5.4-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.4-1 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
柴油发电机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45

运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过上表分析可知，昼间施工场地 80m 以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间限值，夜间施工场地 400m 以外《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）夜间限值。施工期的这些噪声源均为暂时性的，项目施工区 500m 范围内无人群等声环境敏感点，本项目施工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程度。

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以站场的各类机泵、加热炉等噪声为主，对环境影响周期较长，贯穿于整个生产期。本项目主要噪声源见表 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	井下作业（压裂、修井等）	80-120	机械	间歇	单台声源
			机泵	90-100	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》（HJ 2.4-2009）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

$$L_p(r) = L_p(r_0) - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc}\right)$$

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：

$$L_{eqg}=10\lg\left[\frac{1}{T}\sum_{i}t_i10^{0.1L_{Ai}}\right]$$

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

拟建项目井场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：

（1）选取博孜 1801 井场厂界间隔 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》（GB 12348-2008）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.4-3。

表 5.4-3 井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	
博孜1801井场	46	42	47.5	43	42	45.5	达标

根据预测结果可知，井场昼间、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。

5.4.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于本项目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

油气井进入退役期时，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 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次气田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、弃土，以及施工人员产生的生活垃圾。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目拟建采气管线总长度为 12.94km，则施工废料产生量约为 2.6t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场填埋。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 0.9t，生活垃圾集中收集后运至大北地区固废填埋场填埋。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

5.5.2 运营期固体废物影响

（1）井下作业固废

井下作业固废产生是临时性的，主要是通过酸化、压裂等工序，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 1055.92m^3/a，废酸化液产生量为 329.2m^3/a，废洗井液产生量为 101.16t/a，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）

本项目产生一定量的油泥（砂），产生量约为 0.8t/a，属危险废物（HW08），由罐车拉运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。本项目清管废渣的处置方法符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的有关规定，因此，这部分固体废物对环境的影响较小，但是，要加强管理，不得随意扔撒或者堆放。

（3）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。清管作业产生的清管废渣主要为油/水、烃/水混合物或乳化液，属危险废物（HW08），集输管线清管每年 2-4 次，产生量约为 7.44t/a。清管废渣产生量小，清管固体废物由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

针对本项目危险废物产生的环境影响如下：

1）危险废物运输

本项目建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对油泥(砂)、清管废渣进行收集。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择。

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d．装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

本项目产生的危险废物按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。

2）危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程须委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

3）危险废物委托处置环境影响分析

本项目油泥(砂)和清管废渣全部委托塔里木油田绿色环保站进行处置，其处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，

目前塔里木油田绿色环保站已建设完成并投入运行，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物全部委托塔里木油田绿色环保站接收处置可行。

（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，不新增生活垃圾。

5.6 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。

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

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

（2）水土流失影响分析

油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。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全

恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（3）管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 12m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本项目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
建设期			√	
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。故将本项目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。

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目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。

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

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目采出液产生情况

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

类比同类型集输管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。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 10min 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

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

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项目对土壤环境影响可接受。

综上，本项目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，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，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。

本项目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	（0.007）km^2				
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林，属地方级公益林）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗 ☑；地下水位 □；其他（）				
	全部污染物	石油类				
	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；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》				

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">（GB15618-2018）中基本项目 8 项和 pH、石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="3">石油烃等</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="3">GB 15618□☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="3">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</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="3">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="3">附录 E□；附录 F□；其他（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="3">影响范围（）影响程度（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论： a）□； b） □； c）☑
不达标结论： a） □； b） □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="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>临近农田区域的油井</td><td>石油烃</td><td>1 次/5 年</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">项目区主要土壤类型是草地。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本项目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

5.7.1 评价依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为凝析油、天然气（甲烷）。项目不涉及危险物质的存储，运营期风险单元为密闭集输管网。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（*Q*）：

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

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，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 $Q<1$ 时，该项目环境风险潜势为I。当 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

项目不涉及危险物质的存储。运营期密闭集输管网包括站间管线、单井集输管线、燃料气管线等。本次新建管线主要为站间集输管线和单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目最大存在量按照单井至站场、站间集输管线等各类管线的单根最大长度 5.6km 计算，本项目的 Q 值的确定见下表。

表 5.7-1 本项目风险单元 Q 值一览表

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
集油管线	1	凝析油	—	551.87	2500	0.22
燃料气管线	1	天然气（甲烷）	74-82-8	0.025	10	0.025
Q值∑						0.26

根据上表计算结果，本项目 Q=0.26，$Q<1$，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。

5.7.2 环境风险识别

5.7.2.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为凝析油、天然气（甲烷），存在于集油管线、燃料气管线内。风险物质危险特性和分布见表 5.7-2。

表 5.7-2 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	燃料气管线
2	凝析油	可燃液体	集油管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.7-3。

表 5.7-3 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。	
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。
分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。
LD50：>4300mg/kg(大鼠经口)
LC50：无资料</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。
生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。
非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。
生物富集或生物积累性：/。
其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">废弃物性质：危险废物。
废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。
废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</td></tr>
<tr><td>法规信息</td><td colspan="4">《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。</td></tr>
</table>

其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.7-4。

表 5.7-4 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m^3	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等 当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限(V%)	5
	自燃温度(℃)	538	爆炸上限(V%)	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸		

		甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险 甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应

（2）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中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、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.7-5。

表 5.7-5 油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、燃料气管线泄漏	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，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

5.7.2.2 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.2.3 风险类型识别

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

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

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 对大气环境的影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，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。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于灌木林和未利用地，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。

5.7.3.2 对地下水的环境影响分析

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

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

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

5.7.3.3 地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且站场周边无地表水，因此在事故下站场油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

一旦发生集输管道破裂等事故，会造成集输管道原油外泄，泄漏凝析油可能直接进入地表水体或在降雨过程中随地表径流进入地表水体。一旦泄漏凝析油进

入正在流淌的河流中，就会被冲走，扩散到更加广大的区域，进而导致更加严重的后果，对其下游产生大面积的油膜污染。随着时间的推移，水体中石油类污染物浓度逐渐下降，表面油膜因挥发、岸边滞油、吸附沉降和生物降解等作用有少量减少，但大部分原油仍以油膜形式向下游迁移，对其下游产生潜在的污染影响风险。如果截流动作迟缓，控制不当，容易引发次生事故。

对地表水中的水生生物而言，覆盖于水面上的油膜将对浮游生物造成致命伤害，由于油膜阻断了向水体充氧可使鱼类死亡，油膜若粘结鱼腮将使鱼窒息而死。此外，在缺氧条件下大量厌氧微生物迅速繁殖，将严重影响地表水的功能。

本项目对跨河集输管道加强巡检和定期检测。通过采取以上措施，可降低管道风险概率，尽量避免对地表水体的影响。

对于集输管道，日常巡视监测及定期检查，注意河岸的变动，发现隐患，及时采取措施，避免险情发生。

5.7.3.4 对土壤环境的影响分析

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

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

运营期管线破裂，将能回收的凝析油回收，送大北天然气处理厂系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.3.5 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组

分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.7.4 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

5.7.4.1 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。

5.7.4.2 窜层污染事故的防范措施

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

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，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。

5.7.4.3 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、沟渠等应根据《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。

5.7.4.4 公益林防火措施

（1）强化责任，实行森林防火领导负责制。塔里木油田分公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，提高工作人员森林防火责任意识。

（2）大力开展宣传教育。塔里木油田分公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

（3）强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

5.7.4.5 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）本项目实施后，将本项目相关工程纳入各开发部环境风险应急预案中。

5.7.5 风险评价结论

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

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-6。

表 5.7-6 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）			
建设地点	新疆维吾尔自治区拜城县、温宿县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：凝析油、天然气（甲烷），分布于集输管道和输气管道内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成凝析油泄漏，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸、硫化氢中毒等，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。			
结论：工程可能涉及的危险物质包括：凝析油、天然气（甲烷）。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、集输管道事故风险。环境风险最大可信事故为管线泄漏事故。采取各项风险措施后，本项目环境风险程度属于可接受程度范围内，制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。				

6 环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，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。本章分别对项目在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 建设期环境保护措施

本项目建设期对环境的影响主要来自管线敷设、道路和站场建设等方面。

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 井场和站场

（1）控制井场占地面积，减少扰动面积，减少林木砍伐。

（2）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（3）尽量减少因施工对植被的破坏，施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对灌木的碾压破坏。尤其对占有灌木的井场，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

（5）站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-1。

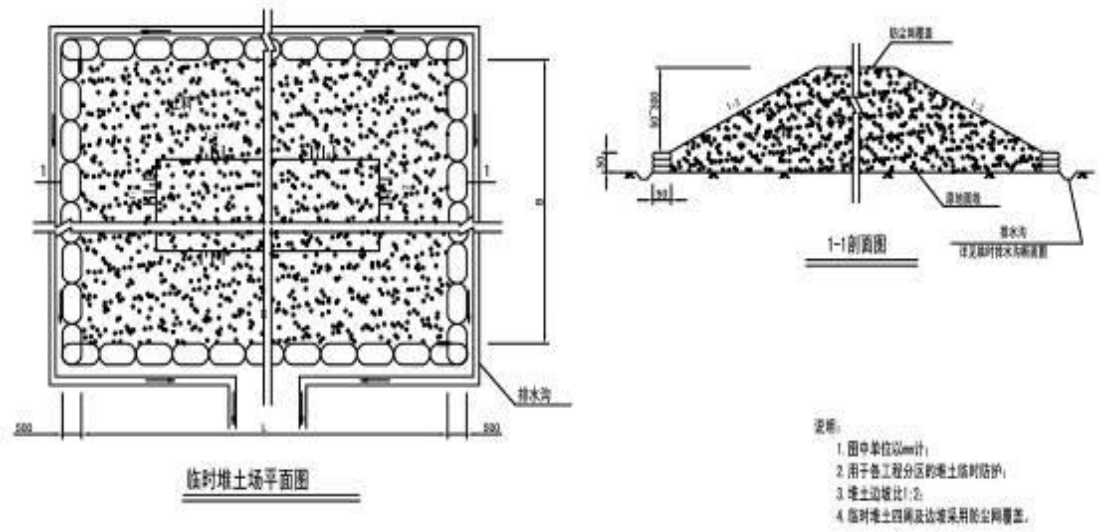

图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

（6）对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

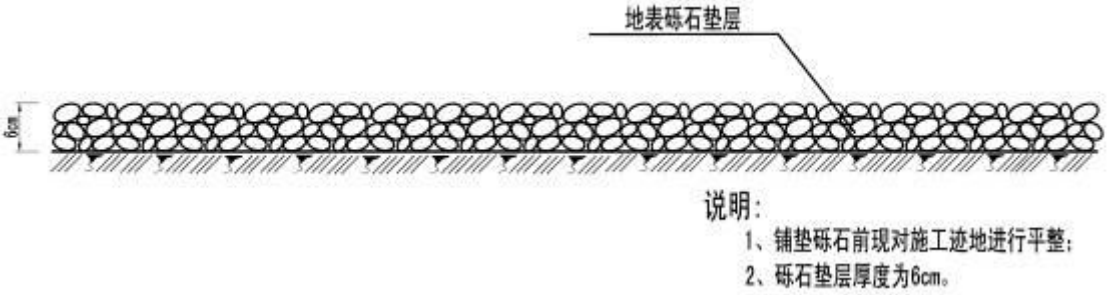

图 6.1-2 井场、站场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线

（1）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（2）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。燃料气管线与单井采气管线同沟敷设。

（3）按设计标准规定，严格控制施工作业带 12m，不得超过作业标准规定。

（4）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

（5）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，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度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管

沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

（6）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

（7）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

6.1.2 大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气；井场、站场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，提出以下大气污染防治措施：

（1）使用质量可靠的柴油机械及施工机械和运输车辆，使用符合国家标准的柴油，并定期对设备、机械和车辆进行保养维护，确保正常运行。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

采取的大气污染防治措施可行。

6.1.3 废水污染防治措施

6.1.3.1 地面工程施工

（1）施工废水主要是施工过程中产生的含有泥浆或砂石的工程废水，经收

集后，进行澄清处理，上清液回用。

（2）施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

6.1.3.2 管道施工

（1）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。

（2）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423—2007）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。穿越沟渠段的管线施工应选择在枯水期采取围堰导流开挖的施工方法，管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

（3）本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后排入防渗的暂存池，后续用于博孜区块绿化。

6.1.5 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，使本项目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。

（6）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，采气支管的作业带宽度为 12m；

（8）管线施工时，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。

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.1.4 固体废物污染防治措施

施工期固废主要为施工土方、施工废料、生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后，拉运至大北地区固废填埋场处理。

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。

采取的土壤污染防治措施可行。

6.1.7 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

（2）对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，减少扬尘。

（3）严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

（4）管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（5）工程主管部门积极主动，加强水土保护管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

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针对本项目的建设，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，落实本项目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本项目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，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的锅炉烟气和无组织排放源。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）加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO_2 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放；

（2）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。

（3）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；

（4）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，本项目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 VOC_S 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，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

本项目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。本项目采出水产生量为 175.6m^3/d，可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

综上，本项目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

（1）防渗分区

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

本项目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，本项目需在区块的上游、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6.2-4。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-2 地下水监测计划

区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
项目区上游、下游方向、项目区内各布设 1 个（充分依托区块内已有监测井）	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塔河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

1）预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，各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；

2）各环境保护管理部门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；

3）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；

4）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：

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）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，并进行试采工作。

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，本项目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。

本项目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

本项目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塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。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。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。

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》（DB 65/T 3998-2017），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。

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

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

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

综上，本项目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原油进入土壤，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项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目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，防止发生油水窜层，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。

（2）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

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目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

本项目需新建单井集气管线 12.94km，新建燃料气管线 11.21km（燃料气管线与集输管线同沟敷设），管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 12m 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

本项目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。本项目的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此本项目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。

本项目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。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，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

本项目总投资为人民币 4302.4 万元，其中环保投资 388 万元，约占总投资的 8.98%，具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 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	55
			农业生态损失补偿	20
		生态修复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	40
		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资
	大气环境	站场、管线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
	水环境	管线水工保护	管线沿途穿越水渠时的水工保护	100
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
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	10
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	15
	固体废物	井下作业固废	采用专用废液收集罐收集	8
		油泥沙、清管废渣	拉运与处理	20
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	45
	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	38
环境风险		环境风险	可燃气体报警器	12
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				388

7.3 环保措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。

同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。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，本项目每年最多可产生含油废水约 57948m^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 11.6 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及清管废渣依托相应危险废物资质单位进行处置，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。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于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 388 万元，环境保护投资占总投资的 8.98%。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

本项目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，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目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	保护荒漠灌丛植被及耕地农作物；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
施工期	生态保护	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污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理		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	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送大北地区固废填埋场		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。本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以博孜 1 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：本项目新部署采气井 4 口，建成天然气产能规模 $3.9\times10^8m^3/a$，凝析油产能规模为 $4.6\times10^4t/a$。本次在博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套，新建单井集气管线 12.94km，新建燃料气管线 11.21km，燃料气管线与集输管线同沟敷设；以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。

（2）排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.4-15、3.4-16、3.4-17、3.4-18。

本项目污染物排放标准见表 2.6-4。

本项目污染物排放量情况见表 5.2-10。

本项目污染物总量控制指标情况见表 3.4-29。

（3）环境风险防范措施

本项目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

本项目环境监测计划见表 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

本项目污染物排放清单见表 8.3-1。

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。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 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)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等要求，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

8.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《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)、《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，制定本项目的监测计划和工作方案。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	加热炉烟气	SO_2、颗粒物、NO_X、烟气黑度	bz102-4、bz1801、bz105、bz701 排气筒采样孔	每年 1 次
	站场无组织废气	非甲烷总烃	bz102-4、bz1801、bz105、bz701 井下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场厂界噪声	L_{eq}	bz102-4、bz1801、bz105、bz701 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 VOC_S 物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于 2000 μmol/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

本项目投产后环保设施“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
			治理要求	数量	
废气	加热炉	bz102-4、bz1801、bz105、bz701 井场	排气筒出口的 SO_2、NOx、颗粒物的排放浓度		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)标准表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值
	非甲烷总烃	井场、博孜 1 集气站扩建区域	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	生活污水	井场	依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施装置进行处理		《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准
	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）
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		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求

土壤	采出水、井下作业固废、油泥砂	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 12m，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
	项目占地	井场、站场、管线	农田区域，管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填	保护耕地
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，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。

本项目新部署采气井 4 口，建成天然气产能规模 $3.9\times10^8m^3/a$，凝析油产能规模为 $4.6\times10^4t/a$。本次在博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套，新建单井集气管线 12.94km，新建燃料气管线 11.21km，燃料气管线与集输管线同沟敷设；以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。

本项目总投资为人民币 4302.4 万元，其中环保投资 388 万元，约占总投资的 8.98%。

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。气田区的山

前丘陵区主要是棕钙土，山前冲洪积倾斜平原主要是棕漠土，冲积平原区主要是灌淤土。气田区东部属于木扎提河洪积平原，主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等。

9.2.2 环境空气质量现状

结果显示评价区域内 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级标准，特征污染物非甲烷总烃在监测期没有超过参考值。

9.2.3 水环境质量现状

项目区域地下水各项水质因子均符合国家《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。

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。

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 0.007km^2，临时占地面积 0.21km^2，占地类型主要为地覆盖度草地。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。

运营期的大气污染源主要是油气集输处理及外输过程中的烃类挥发、加热炉排放废气。加热炉废气达标排放，烃类挥发对项目所在地的环境空气质量影响很小。

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，施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。沟渠穿越主要是开挖方式在施工期对地表水环境有一定影响，主要影响的是水体浊度和泥沙含量，施工结束后该影响消失。在工程运营期，管道、各井场、站场无人值守，无废水排放。

本项目运营期主要水污染物为油气处理厂产生的气田采出水。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。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，管线与阀门连接处石油类渗漏，根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在包气带表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表。企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

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

本项目施工期固废主要为施工土方、施工废料、生活垃圾。

施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后，拉运至大北地区固废填埋场处理。

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。

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。

油泥（砂）和清管废渣由罐车拉运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

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。

9.4.2 总量控制结论

本项目新建井口 4 座，井口配备 315KW 加热炉，燃料为处理后的干气。加热炉烟气排放 SO_2 0.04t/a，NO_X 1.9t/a。

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。

9.6 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）开采废水应处理达到《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。

附件