南京国环科技股份有限公司
NANJING GUOHUAN TECHNOLOGY CO LTD

新疆库拜区域瓦斯治理工程二期

（拜城区域）

环境影响报告书

建设单位：阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二六年五月

目 录

1 概述 1

1.1 项目实施背景 1

1.2 环评工作过程 2

1.3 分析判定相关情况 3

1.4 关注的主要环境问题 4

1.5 环境影响报告书的主要结论 4

2 总则 6

2.1 编制依据 6

2.2 评价目的、原则 15

2.3 评价因子识别与筛选 16

2.4 环境功能区划和评价标准 24

2.5 评价工作等级与评价范围 31

2.6 评价重点 40

2.7 环境保护目标 41

2.8 相关规划、政策法规等符合性分析 42

3 建设项目概况及工程分析 80

3.1 现有工程开发回顾 80

3.2 本次工程基本情况 95

3.3 拜城煤层气概况 96

3.4 工程组成 107

3.5 工程方案 112

3.6 主要建设内容 114

3.7 工程分析 191

3.8 清洁生产分析 233

3.9 污染物排放总量控制 248

4 环境现状调查与评价 251

4.1 自然环境概况 251

4.2 环境空气现状调查与评价 258

4.3 地表水环境现状调查与评价 261
4.4 地下水环境现状调查与评价 265
4.5 土壤环境现状调查与评价 271
4.6 声环境现状调查与评价 278
4.7 生态环境现状调查与评价 280
5 环境影响预测与评价 289
5.1 大气环境影响分析与评价 289
5.2 地表水环境影响分析 301
5.3 地下水环境影响分析与评价 303
5.4 声环境影响分析与评价 311
5.5 固体废物影响分析 318
5.6 土壤环境影响分析 321
5.7 生态环境影响分析 330
5.8 水土流失影响分析 341
5.9 土地沙化影响分析 343
5.10 运输过程影响分析 344
6 环境保护措施及其可行性论证 346
6.1 大气污染防治措施 346
6.2 水环境保护措施 348
6.3 地下水环境保护措施 351
6.4 噪声污染防治措施 355
6.5 固废污染防治措施 356
6.6 土壤污染防治措施 361
6.7 生态环境保护措施 363
6.8 温室气体管控措施 371
6.9 生态恢复方案 372
6.10 水土保持方案 376
6.11 防沙治沙方案 379
6.12 防洪措施 382

6.13 环保投资分析 382
6.14 环境影响经济损益分析 383
7 环境风险评价 386
7.1 评价依据 386
7.2 风险潜势初判及评价等级 387
7.3 环境风险识别 394
7.4 环境风险事故情形分析 404
7.5 环境风险影响分析 408
7.6 环境风险防范措施 413
7.7 风险事故应急处理措施 422
7.8 环境风险管理 424
7.9 突发环境事件应急预案 426
7.10 环境风险评价小结 429
8 环境管理与监测计划 432
8.1 环境管理 432
8.2 企业自主验收 441
8.3 环境信息公开 449
8.4 环境监测计划 449
8.5 污染物排放清单 453
9 环境影响评价结论与建议 456
9.1 结论 456
9.2 要求与建议 461

附件：

附件 1：环评委托书；

附件 2：备案证；

附件 3：现有项目环保手续

附件 3-1：关于《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目（前期勘探）》环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕328 号）；

附件 3-2：关于《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目（前期勘探）》环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕636 号）；

附件 3-3：关于《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目》环境影响报告书的批复（新环审〔2025〕103 号）；

附件 3-4：关于《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目》环境影响报告书的批复（新环审〔2025〕174 号）；

附件 3-5：关于《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）》环境影响报告书的批复（新环审〔2025〕248 号）；

附件 4：依托工程相关环保手续

附件 4-1：关于《新疆拜城重化工工业园（新区）污水处理及再生回用水厂项目》环境影响报告书的批复（新环评价函〔2013〕497 号）；

附件 4-2：新疆拜城重化工工业园（新区）污水处理及再生回用水厂项目竣工环境保护验收意见；

附件 4-3：关于《拜城产业园区污水处理设施建设项目》环境影响报告书的批复（阿地环审〔2024〕40 号）；

附件 5：天然气检测报告；

附件 6：排采水检测报告；

附件 6：危险废物处置合同；

附件 7：阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司突发环境事件应急预案备案；

附件 8：引用环境监测报告；

附件 9：环境现状监测报告；

附件 10：建设项目环境影响报告审批基础信息表。

1 概述

1.1 项目实施背景

煤层气是一种与煤炭共生的非常规天然气资源，具有储量丰富、分布广泛等优势。煤层气如不及时开发利用，在煤炭开采过程中会排放至大气中，既浪费了宝贵资源，又会造成温室效应，同时对煤矿生产形成安全隐患。我国是世界产煤大国，煤层气的开发和利用不仅可缓解我国能源的供需矛盾，改善能源结构，还可从根本上保障煤矿安全生产，减少对大气环境影响。

2010 年 5 月中央新疆工作座谈会，把加快推动新疆资源优势向经济优势转变摆在十分突出的位置，明确新疆要“以准南、拜城、准东、吐哈等煤田为主，加大煤层气勘查开发和综合利用力度，建设 2-3 个煤层气开发利用示范工程”。《新疆煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》明确将拜城煤田拜城矿区列为煤层气勘查和地面开发的重点区块。拜城煤田煤层气总体达到普查程度，拜城西区局部、库车阿艾矿区达到预探程度，拜城中区局部达到勘探程度。拜城矿区施工过 44 口井，其中在拜城中区实施了煤层气先导性试验工程，取得了较好的成果。

为合理规划、开发、利用拜城的煤层气资源，通过煤层气抽采方式有效降低煤层瓦斯含量，减少温室气体排放，保证煤层气开发的顺利开展，开发洁净能源，促进南疆煤层气产业发展，促进能源结构调整，支持城市用气和西气东输工程，增强煤炭企业的市场竞争能力，开发新的经济增长点，同时根据 2023 年自治区发改委《新疆维吾尔自治区煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十四五”配套方案》规划，提出“十四五”期间加快推进“塔里木盆地北缘煤层气开发利用示范区”勘探开发建设，启动以拜城煤田为核心的自治区级“塔里木盆地北缘煤层气开发利用示范区”项目建设。在库车、拜城矿区开展煤矿瓦斯抽采与分级利用示范矿井建设，引领、带动煤矿瓦斯抽采与分级利用技术装备的推广应用。

2023-2024 年度拜城矿区一期、二期瓦斯治理工程实施效果逐步凸显，根据 2025 年 2 月 8 日、11 日自治区主要领导“在拜城区域实施煤层气（含瓦斯治理）增产工程大会战，更好服务经济发展和民生改善”等讲话精神和指示要求，亚新煤层气集团迅速开展会战部署，加快实施步伐，确保拜城区域煤层气资源的快速

开发利用。

目前拜城矿区已实施的拜城一期、拜城二期工程已钻井 141 口，新建井场 31 座。已建成 30 万方/年集气增压脱水站 1 座。库拜区域瓦斯治理工程一期，包含拜城矿区及库车矿区两个工作区，其中拜城矿区又细分为拜城中区、拜城西区及拜城东区（东区在一期暂未部署）。拜城矿区新钻井 119 口，其中探井 6 口，开发井 113 口，新建/扩建井场 44 座。新建集输线路 94.7km；拜城西区将拜城瓦斯治理二期项目规划建设的 20 万方集气增压脱水站扩建 28 万方至 48 万方；中区西段新建 30 万方集气增压脱水站 1 座，35kV 变电站 1 座；中区东段将拜城二期规划建设 20 万方集气增压站，改建为 30 万方集气增压脱水站 1 座；

本项目为库拜区域瓦斯治理工程二期（拜城矿区），新钻井 362 口，其中探井 17 口，评价井 1 口，参数井 3 口，开发井 341 口，新建/扩建井场 28 座，利用原井场 39 座。新建产能 $5.58\times10^8m^3/a$。新建 3 座储水池，新建集气干线 36.7km、集气支线 20.7km，新建输水管线 187.87km，新建电力线 71.5km，新建道路 28093m。拜城中区中段新建 1 座 30 万方集气增压脱水站。拜城东区及边缘井零散气回收（第三方）。配套建设相关供配电、自动化控制、通信、给排水等附属设施工程。

1.2 环评工作过程

本项目“新疆库拜区域瓦斯治理工程二期（拜城区域）”属于陆地天然气开采项目，设计开采煤层气产能为 $5.58\times10^8m^3/a$，设计年开采量超过 1 亿 m^3。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。因此本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部 部令第 16 号）中“五、石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0721”中“年生产能力 1 亿 m^3 及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”类项目，应编制环境影响报告书。

阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司于 2025 年 11 月委托南京国环科技股份有限公司进行“新疆库拜区域瓦斯治理工程二期（拜城区域）”的环境影响评价工作。

本公司接受环评委托后，在建设单位大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集工作，并结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

受评价单位委托，新疆壹诺环保科技有限公司于 2026 年 4 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境、地下水环境及地表水环境质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程为煤层气开发利用项目，结合《产业结构调整指导目录》（2024 年本），拟建工程属于第一类“鼓励类”“三、煤炭”中“4、煤层气勘探、开发、利用和煤矿瓦斯抽采、利用”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

拟建工程属于煤层气开发利用项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《拜城县国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区拜城县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》。拟建工程不涉及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程不在生态保护红线内，运营期排采水密闭输送，从源头控制有机废气无组织排放，废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。本项目满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题

本项目为气田开采项目，环境影响主要来源于煤层气集输、井下作业、储水池建设、管道和架空线路等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境保护目标为评价范围内植被，无重大环境制约问题。

根据气田产能建设项目的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

（1）工程建设占地对生态环境的影响程度；

（2）工程建设和运行过程中产生的废气对当地大气环境的影响；

（3）工程建设过程中产生的废水、压裂返排液和施工人员生活污水的环境影响和处置方式，依托工程的可行性、有效性和可靠性；

（4）钻完井过程中产生的固体废物处置方式可行性；

（5）钻井施工以及运营期集输过程中各类声源对周边声环境的影响；

（6）关注施工过程中施工场地“跑、冒、滴、漏”对浅层地下水环境的影响以及污染防治措施的可行性、有效性。

重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、集气增压站内设施产生的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。本工程涉及的风险物质为煤层气（甲烷）、导热油、废润滑油、柴油，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响报告书的主要结论

综合分析结果表明，本项目建设符合国家产业政策、相关规划和生态环境分区管控要求，选址合理可行；工艺选择符合清洁生产要求；各项污染物能够达标

排放；项目运行后对周围环境影响较轻；环境风险水平在可接受程度内；公众参与调查期间未收到相关反馈信息；项目建成后对当地经济起到促进作用，项目建设可以实现“达标排放”“总量控制”和“风险控制”的目标。考虑项目在建设过程中的不确定因素，项目建设过程中应认真落实环境保护“三同时”，严格落实设计和环评报告提出的污染防治措施和环境保护措施，并加强环保设施的运行维护和管理，保证各种环保设施的正常运行和污染物长期稳定达标排放。在落实并保证以上条件实施的前提下，从环保角度分析，该项目的建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规与条例

（1）《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015 年 1 月 1 日施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 10 月 26 日实施）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》（十三届全国人大常委会第 32 次会议通过，2022 年 6 月 5 日起施行）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020 年 9 月 1 日实施）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；

（8）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；

（11）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）；

（12）《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8 月 26 日实施）；

（13）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令 653 号，2014 年

7 月 29 日）；

（14）《中华人民共和国水法》（2016 年修订，2016 年 7 月 2 日施行）；

（15）《中华人民共和国防洪法》（12 届人大第 21 次会议，2016 年 7 月 2 日实施）；

（16）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 687 号，2017 年 10 月 7 日）；

（17）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订，2017 年 1 月 1 日实施）；

（18）《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 年 10 月 1 日）；

（19）《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 7 日）；

（20）《危险化学品安全管理条例》（国务院令 645 号，2013 年 12 月 7 日）；

（21）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日起实施）；

（22）《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部（第 17 号），2011 年 4 月 18 日）；

（23）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日）；

（24）《国家重点保护野生植物名录》（2021 年）；

（25）《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）；

（26）《国家危险废物名录》（生态环境部等第 36 号令，2025 年 1 月 1 日施行）；

（27）《危险废物污染防治技术政策》（环境保护部 2001 年第 199 号公告，2001 年 12 月 17 日施行）；

（28）《产业结构调整指导目录》（2024 年本）（国家发改委令第 7 号）；

（29）《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 年 7 月 3 日）；

（30）《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年8月7日）；

（31）《中华人民共和国突发事件应对法》（10届人大第29次会议，2007年11月1日）；

（32）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113号，2010年9月28日）；

（33）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019年1月1日）；

（34）《中华人民共和国矿产资源法》（中华人民共和国主席令2009年第18号，2009年8月27日起施行）；

（35）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号，2012年3月7实施）；

（36）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修订，2018年10月26日施行）；

（37）《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）；

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

（39）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35号，2011年10月17日）；

（40）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017年2月7日印发）；

（41）《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）；

（42）关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知（环发〔2014〕197号）；

（43）《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年6月16日）；

（44）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气

〔2021〕65 号）；

（45）《排污许可管理条例》（2021 年 1 月 24 日国务院令第 736 号发布，2021 年 3 月 1 日起实施）；

（46）《排污许可管理办法》（2018 年 1 月 10 日环境保护部令第 48 号发布）；

（47）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（环境保护部第 15 号，2018 年 2 月 8 日发）；

（48）《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（生态环境部第 53 号，2021 年 11 月 8 日）；

（49）《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2021〕33 号，国务院 2021 年 12 月 28 日）；

（50）国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）；

（51）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修正）；

（52）《中华人民共和国矿产资源法（修订）》（2024 年 11 月 8 日修订，2025 年 7 月 1 日起施行）；

（53）《地下水管理条例》（国务院令第 748 号，2021 年 12 月 1 日起施行）；

（54）《中华人民共和国河道管理条例（修订）》（2018 年 3 月 19 日修订并开始实施）；

（55）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 253 号，2017 年 7 月 16 日修订并开始实施）；

（56）《生态保护补偿条例》（国务院令第 779 号，2024 年 6 月 1 日实施）。

（57）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）；

（58）《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）；

（59）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）；

（60）《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（生态环境部 部令第 11 号）；

（61）《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办〔2013〕104 号）；

（62）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30 号）；

（63）《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）；

（64）《国家突发事件总体应急预案》（2025 年 2 月 25 日印发）；

（65）《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（环保部公告 2013 年第 14 号）；

（66）《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》（环境保护部文件，环评〔2016〕150 号）；

（67）《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162 号）；

（68）《控制污染物排放许可制实施方案》（国办发〔2016〕81 号）；

（69）《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》（国家发改委等五部门，发改产业〔2021〕1464 号）；

（70）《国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》（国发〔2021〕4 号，2021 年 2 月 22 日）；

（71）《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》（环办环评函〔2021〕346 号）；

（72）《环境影响评价与排污许可领域协同推进碳减排工作方案》（环办环评函〔2021〕277 号）；

（73）《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

（74）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告，2021 年第 74 号）；

（75）《煤层气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 2 号）；

（76）《生态环境部等 11 部门关于印发〈甲烷排放控制行动方案〉的通知》，（环气候〔2023〕67 号）。

2.1.2 地方性法规法规及文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018 年 9 月 21 日实施）；

（2）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；

（3）《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；

（4）《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》（自治区人民政府办公厅，新政办〔2001〕147 号，2001 年 9 月 30 日）；

（5）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018 年 9 月 21 日）；

（6）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号）；

（7）《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）；

（8）《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022 年 9 月 18 日修订）；

（9）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；

（10）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；

（11）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议修正，2020 年 9 月 19 日实施）；

（12）关于印发《新疆维吾尔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）；

（13）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》（2018 年 8 月）；

（14）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（15）《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005 年 7 月 14 日）；

（16）《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002 年 11 月 16 日）；

（17）《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021 年 12 月 24 日）；

（18）《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》；

（19）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013年11月28日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；

（20）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告（第40号），自2017年7月1日起施行）；

（21）《中华人民共和国生态环境法典》（2026年3月12日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过）；

（22）《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）；

（23）《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）；

（24）《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年4月17日）；

（25）《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》（新环防发〔2011〕330号，2011年7月1日）；

（26）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389号，2011年7月29日）；

（27）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（2024年6月）；

（28）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号，2018年12月20日）；

（29）自治区党委、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年9月4日）；

（30）《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年9月1日）；

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

（32）《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；

（33）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（34）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，第 11 届人大第 9 次会议，2010.5.1；

（35）《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则（试行）》，新环发〔2014〕234 号，2014.6.12；

（36）《关于印发新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》，新政办发〔2007〕105，2007.6.6；

（37）《自治区党委办公厅 自治区人民政府办公厅关于印发〈自治区严禁‘三高’项目进新疆推动经济高质量发展实施方案〉的通知》（新党厅字〔2018〕74 号）；

（38）《关于印发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；

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

（40）关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知（新环环评发〔2024〕157 号）；

（41）关于《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》，（阿地环字〔2024〕32 号），2024.10.28。

（42）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（43）《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》；

（44）《拜城县国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要、专项规划》；

（45）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

（46）《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

（47）《新疆维吾尔自治区拜城县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

（48）《新疆维吾尔自治区防沙治沙规划（2021-2030 年）》。

2.1.3 技术标准及规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；

（9）《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）；

（10）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（11）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（12）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

（13）《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；

（14）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；

（15）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日）；

（16）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2025）；

（17）《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；

（18）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）；

（19）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

（20）《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）；

（21）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；

（22）《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年 10 月 1 日）；

（23）《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）

（24）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

（25）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；

（26）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》

（HJ1248-2022）；

（27）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；

（28）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；

（29）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（30）《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）

（31）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020），国家能源局，2021-02-01 实施；

（32）《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）；

（33）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（34）《煤层气集输设计规范》（NB/T10029-2016）；

（35）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；

（36）《废弃井封井回填技术指南（试行）》，环办土壤函〔2020〕72 号；

（37）《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）；

（38）《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）；

（39）《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T32150-2015）；

（40）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（41）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》。

2.1.4 委托书及相关技术资料

（1）委托书，阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司，2025 年 11 月 20 日；

（2）《新疆库拜区域瓦斯治理工程二期（拜城区域）方案设计》（2026 年 4 月）；

2.2 评价目的、原则

2.2.1 评价目的

（1）通过现场调查、资料收集及环境监测，了解项目所在地自然环境、环境质量现状以及存在的主要环境问题。

（2）从工艺着手，分析生产工艺、生产设备及原辅材料的消耗，掌握主要

污染源及排放状况。

（3）通过分析和计算，预测污染物排放对周围环境的影响程度，判断其是否满足环境质量标准和总量控制要求。

（4）从技术、经济角度分析拟采取的环保措施的可行性，为工程环保措施的设计和环境管理提供依据。

（5）从环保法规、产业政策、环境特点、污染防治等方面进行综合分析，对本项目的环境可行性做出明确结论。

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。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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。

2.3 评价因子识别与筛选

2.3.1 影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、储水池建设、集气增压脱水站建设、集气管线及输水管线敷设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在，逐步恢复；二是在施工过程中产生的污染物

排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输气管线、输水管线、站场污水罐发生泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动，这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表 2.3-1～表 2.3-4。

表 2.3-1　施工期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素	占地	钻前工程	钻井工程					储层改造工程					煤层气集输、输水集输（管线敷设）				集气增压脱水站			
		废气	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	废气	废水	噪声	固废
		施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	生活污水、废洗井液	发电机、钻机和各类泵的噪声	钻井岩屑、废振动筛、机械设备废油及废油桶、废弃防渗膜、含油抹布、劳保用品、建筑垃圾、生	井喷井漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	压裂返排液	发电机各类泵的噪声	机械设备废油及废油桶、废弃防渗膜、含油抹	井喷、套管破损	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气、焊接废气	管道试压废水	发电机等噪声	机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、建筑垃圾、生活垃圾	施工扬尘、车辆尾气	施工废水	施工设备、车辆等噪声	机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、建筑垃圾、生活垃圾

							活垃圾					布、劳保用品、生活垃圾									
污染影响	大气环境	○	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	○	+	+	○	○	+
	地表水	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	○	+	+	○	+	○	+	+	○	○	○	+	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	+	○
生态影响	土壤环境	++	○	○	○	○	+	++	○	++	○	+	++	○	+	○	+	○	+	○	+
	野生植物	+	+	+	○	○	+	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	+
	野生动物	+	○	○	○	+	○	+	○	○	+	○	+	○	○	+	○	○	○	+	○
	生态环境自然景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2　运营期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		占地	采气、油气集输、油气处理、外输工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类、甲烷（CH_4）、食堂油烟	排采水、分离废水、循环冷却废水、检修废水、餐饮废水、生活污水	站场设备等噪声	清管废渣、含油污泥、废润滑油、废油桶、废弃防渗膜、废分子筛、废离子交换树脂、废分离器滤芯、废导热油、含油抹布、劳保用品、生活垃圾、生活垃圾	天然气、含油污泥油泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3　退役期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪声	拆除的管道、废旧设备等
污染影响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○

	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	生态环境自然景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子筛选

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4　环境影响因子识别表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO_2、NO_X、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）
储层改造工程	施工期	SO_2、NO_X、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）

	施工期	颗粒物	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO_2、NO_X、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）
油气处理工程	施工期	颗粒物	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO_2、NO_X、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域地表水体为木扎尔特河水系的分支，贯穿项目区自西向东的河流有乔克塔勒河、库尔阿肯沟、舒善河、喀拉苏河，自北向南的河流有木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河。

根据《中国新疆 水环境功能区划》，木扎尔特河为II类水体，因此本项目所在区域内河流参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类水质控制。

表 2.4-1 地表水功能区划

序号	水域名称	类型	所属水系	功能类型（一级 / 二级）	水质目标	管控要求	涉及区域
1	木扎尔特河（上游源头段）	河流	塔里木河水系(渭干河支流）	保护区/源头水保护区	II类	严格禁止新建排污口，保障水源涵养与生态完整性	拜城县北部天山山区、昭苏县南部山区
2	木扎尔特河（中游山区段）	河流		保留区/生态用水区	II类	维持自然生态属性，限制涉水工程开发强度	拜城县老虎台乡、察尔齐镇山区段

（2）地下水：根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为III类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

2.4.1.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中声环境功能区分类标准，本项目区域划分为 2 类声环境功能区。

2.4.1.4 土壤环境

本项目位于天山中段南麓、塔里木盆地北缘，项目占地类型为裸地、天然牧

草地、其他草地、内陆滩涂、河流、一般耕地（水浇地）、人工牧草地和有林地，占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于III 天山山地温性草原、森林生态区-III3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区-42.托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。

（2）水土流失区划

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号），项目区所在区属于II3 塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

表2.4-2 本项目生态环境判断依据

判断依据	本项目
《新疆生态功能区划》	III 天山山地温性草原、森林生态区
《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号）	II3 塔里木河流域水土流失重点治理区

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目区域属于大气环境二类功能区。

2030 年 12 月 31 日止，环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NOx 七项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，2031 年 1 月 1 日起，环境空气污染物基本项目实施二级浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m^3 执行。

具体标准限值见表 2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	基本污染物过渡阶段二级浓度限值	二级浓度限值	单位	标准来源
基本污染	SO_2	年平均	60	20	μg/m^3	《环境空气质量标准》
		24 小时平均	150	50		

类别	污染物名称	取值时间	基本污染物过渡阶段二级浓度限值	二级浓度限值	单位	标准来源
物		1 小时平均	500	150		（GB3095-2026）二级过渡阶段
	PM_{10}	年平均	60	50		
		24 小时平均	120	100		
	$PM_{2.5}$	年平均	30	25		
		24 小时平均	60	50		
	NO_2	年平均	40	30		
		24 小时平均	80	50		
		1 小时平均	200	200		
	CO	24 小时平均	4	4	mg/m^3	
		1 小时平均	10	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	160	$\mu g/m^3$	
		1 小时平均	200	200		
其他污染物	NOx	年平均	40	40	$\mu g/m^3$	
		24 小时平均	70	70		
		1 小时平均	250	250		
特征污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	2	mg/m^3	《大气污染物综合排放标准详解》

2.4.2.2 地表水环境质量标准

地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准，标准值见表2.4-4。

表 2.4-4　地表水质量评价标准

序号	监测项目	标准限值（mg/L）
		II
1	pH（无量纲）	6~9
2	高锰酸盐指数	≤4mg/L
3	溶解氧	≥6
4	化学需氧量	≤15mg/L
5	五日生化需氧量	≤3mg/L
6	氨氮	≤0.5mg/L
7	总磷	≤0.1mg/L
8	总氮	≤0.5mg/L
9	氰化物	≤0.05mg/L
10	铜	≤1.0mg/L
11	锌	≤1.0mg/L
12	氟化物	≤1.0mg/L
13	硒	≤0.01mg/L
14	硫化物	≤0.1mg/L
15	粪大肠菌群	≤2000个/L

16	挥发酚	≤0.002mg/L
17	铅	≤0.01mg/L
18	砷	≤0.05mg/L
19	汞	≤0.00005mg/L
20	镉	≤0.005mg/L
21	六价铬	≤0.05mg/L
22	石油类	≤0.05mg/L
23	阴离子表面活性剂	≤0.2mg/L

2.4.2.3 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，具体标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5　地下水质量标准

环境要素	项目	标准值		标准来源
		单位	数值	
地下水	pH	无量纲	6.5～8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
	总硬度	mg/L	450	
	溶解性总固体		1000	
	氟化物		1	
	挥发酚		0.002	
	耗氧量		3	
	硝酸盐氮		20	
	亚硝酸盐氮		1	
	硫酸盐		250	
	氨氮		0.5	
	氰化物		0.05	
	氯化物		250	
	六价铬		0.05	
	砷		0.01	
	汞		0.001	
	铁		0.3	
	锰		0.1	
	铅		0.01	
	钠		200	
	镉		0.005	

2.4.2.4 声环境质量标准

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）。

2.4.2.5 土壤环境质量标准

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。项目占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值。

具体标准值见表 2.4-6、表 2.4-7。

表 2.4-6 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
基本项目（重金属和无机物）		
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76

36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	䓛	1293
43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70

表 2.4-7　农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	5.5＜pH≤6.5	pH＞7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

（1）施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m^3 限值要求。

（2）运营期

煤层气开采过程中井场、站场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 排放限值。具体标准限值要求见表 2.4-8。煤层气执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）控制要求，具体见表 2.4-9。

表 2.4-8　大气污染物排放标准一览表　　（单位：mg/m³）

阶段	污染物		标准值	标准来源
施工期	颗粒物		1.0mg/m³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	非甲烷总烃	边界	4.0mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
		厂区内	10（1h 平均浓度） 30（任意一次浓度）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 排放限值

表 2.6-9　运营期废气排放控制要求

生产设施	控制项目	排放控制要求	排放监控位置
煤层气地面开发系统	煤层气	禁止排放	——煤层气集输站场放空管； ——增压站放空管； ——压缩站放空管

2.4.3.2 废水排放标准

（1）施工期

本项目施工期钻井废水采用固液分离装置，分离出的液相循环使用，完井后剩余泥浆由钻井队找专业公司回收利用，无钻井废水外排。管道试压废水为清水，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水降尘。压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用。洗井液暂存于储水池，管输至拜城产业园区污水处理厂处理。施工期新建 3 处生活营地，施工生活污水暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理。

（2）运营期

本项目产生的排采水、集气增压脱水站产生的生产废水经管输/拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。污水处理厂设计进水水质标准见表 2.4-10。

表 2.4-10　污水处理厂进水水质指标一览表

序号	污染物或项目名称	三级
1	化学需氧量（CODcr），mg/L	≤500
2	五日化学需氧量（BOD_5），mg/L	≤250
3	悬浮物（SS），mg/L	≤400
4	氨氮，mg/L	≤45
5	总氮（TN），mg/L	≤70
6	总磷（TP），mg/L	≤7
7	溶解性总固体（TDS），mg/L	≤2000
8	氯离子，mg/L	≤600

9	硫酸根离子，mg/L	≤600

2.4.3.3 噪声排放标准

（1）施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。

（2）营运期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

噪声标准限值见表 2.4-11。

表 2.4-11　环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB 5085.1～7）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（公告 2021 年第 66 号）；

危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）进行监督和管理；

含油污泥的处理需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《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/T 301-2016）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）中的要求。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 环境空气

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，分别计算每

一种污染物的最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物），及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D_{10}%，其中 Pi 定义为：

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 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，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1h、8h、24h 及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 2.5-1　大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax＜10%
三级	Pmax＜1%

表 2.5-2　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.9
最低环境温度/℃		-27.4
土地利用类型		沙漠
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	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是　☑否
	海岸线距离/km	/

	海岸线方向/°	/

筛选结果见表 2.5-3。

表 2.5-3　主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度/(μg/m³)	下风向最大质量浓度占标率 P_{max}/%	下风向最大质量浓度出现距离/m	D_{10}%/m	评价等级	评价范围
无组织排放	单井井场	非甲烷总烃	19.778	9.88900E-001	101	0	三级	无需设置
	2 井式井场		38.353	1.91765	105	0	二级	2.5km
	3 井式井场		53.748	2.6874	108	0	二级	2.5km
	4 井式井场		72.323	3.61615	111	0	二级	2.5km
	5 井式井场		81.678	4.08390	115	0	二级	2.5km
	6 井式井场		96.309	4.81545	118	0	二级	2.5km
	7 井式井场		103.86	5.19300	121	0	二级	2.5km
	8 井式井场		116.33	5.81650	125	0	二级	2.5km
	9 井式井场		127.67	6.38350	127	0	二级	2.5km
	10 井式井场		133.07	6.65350	136	0	二级	2.5km
	11 井式井场		138.09	6.90450	139	0	二级	2.5km
	12 井式井场		147.48	7.37400	146	0	二级	2.5km
	13 井式井场		151.71	7.58550	150	0	二级	2.5km
	19 井式井场		188.96	9.44800	169	0	二级	2.5km
	中区中段 30 万方集气增压脱水站		190.02	9.50100	200	0	二级	2.5km

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 Pmax=9.50100%，大于 1%小于 10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级，确定本次环境空气评价范围为：分别以单井井口、集气增压脱水站为中

心，向采气井、站场四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线。

2.5.2 水环境

2.5.2.1 地表水

本项目施工期管道试压废水试压结束后洒水抑尘；压裂返排液 100%循环使用，废洗井液由园区污水处理厂处理，生活污水经收集后清运至污水处理厂；运营期井场排采水管输至拜城产业园区污水处理厂处理，站场生产废水和生活污水全部拉运至污水处理厂处置。本项目与地表水无直接水力联系，属于间接排放建设项目，因此本项目地表水按三级 B 评价。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），评价等级三级 B 评价内容如下：

a）水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；

b）依托污水处理设施的环境可行性评价。

2.5.2.2 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A分级标准，本项目站场属于F类“石油、天然气”中的天然气开采项目，属于II类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照III类建设项目开展地下水环境影响评价。

因此，本项目井场、站场属于II类建设项目，集输管线属于III类建设项目。

表 2.5-4　地下水环境敏感程度分级表

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

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

表 2.5-5　地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-4、表 2.5-5 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。由此判定本项目井场地下水评价等级为三级、管线地下水评价等级为三级。

具体见表 2.5-6。

表2.5-6　地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km^2）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	
三级	≤6	

项目地下水环境现状调查评价范围为：以项目区为中心，地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域以及管线两侧向外延伸 200m 的范围。

2.5.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在集气增压脱水站，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。本次噪声评价以采气井、集气增压脱水站、储水池、管线边界向外 200m 作为噪声评价范围。

2.5.4 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域土壤监测数据，本项目土壤盐分含量在 0.3g/kg~47.7g/kg 之间，≥10g/kg，属于极中度盐化，pH 值介于 7.94～9.19，属于表 D.2 中“9.0≤pH＜9.5”，属于中度碱化，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同

项目类型类别分别判定评价等级。

（1）土壤污染影响型评价工作等级

①项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“天然气开采（井场、天然气处理站）”属于“采矿业—煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）”，对应项目类别为II类；本项目涉及的集输管线、天然气外输管线属于“交通运输仓储邮政业—其他”，对应项目类别为IV类，无需开展土壤环境影响评价工作。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）“常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价。”

②占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5-50hm^2）、小型（≤5hm^2）。本项目占地主要为永久占地，总占地面积为 32.59hm^2，占地规模为中型。

③环境敏感程度

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表 2.5-7。根据现场调查，项目占地类型主要为裸地、天然牧草地、其他草地、内陆滩涂、河流、一般耕地（水浇地）、人工牧草地和有林地，建设项目周边存在天然牧草地，因此，判定土壤环境敏感程度为“敏感”。

表2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 2.5-8），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤环境评价工作等级确定为井场、站场、输水管线二级，见表 2.5-9。

表2.5-8 污染影响型评价工作等级划分表

评价工	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	-	-
注：“一”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

表2.5-9　项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
煤层气开采（井场）、集气增压脱水站	二级
输水管线	二级

（2）土壤生态影响型评价工作等级

①环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-10。

表2.5-10　生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度＞2.5 且常年地下水位平均埋深＜1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量＞4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度＞2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，或 1.8＜干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深＜1.8m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度＞2.5 或常年地下水位平均埋深＜1.5m 的平原区；或 2g/kg＜土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5＜pH≤5.5	8.5≤pH＜9.0
不敏感	其他	5.5＜pH＜8.5	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

根据检测报告，本项目土壤盐分含量在0.3g/kg~47.7g/kg之间，≥10g/kg，属于极中度盐化，pH值介于7.94～9.19，属于表D.2中“9.0≤pH＜9.5”，属于中度碱化，判定本项目敏感程度为“敏感”。根据表2.5-11，判定本项目土壤生态影响型环境评价工作等级确定为井场、站场、输水管线二级。

表2.5-11　生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“一”表示可不开展土壤环境影响评价工作			

表2.5-12　项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	生态影响型
煤层气开采（井场）、集气增压脱水站	二级
集输管线	二级

表2.5-13　现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围①	
		占地范围内②	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

（3）评价范围

①土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤污染影响型调查评价范围为：井场、站场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，输水管线边界两侧 0.2km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境生态影响型调查评价范围为：井场、站场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

2.5.5 生态环境

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-14。

表 2.5-14　生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b）涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		拟部署井场距离东南侧的天山水源涵养与生物多样

		性维护生态保护红线最近处为 403m；拟部署管线距离南侧的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线最近处为 150m，井场评价范围 50m，管线评价范围 300m，生态保护红线在管线的评价范围内，位置关系见图 2.5-5。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。本项目不占用生态保护红线，只是评价范围内涉及生态保护红线，因此，评价等级下调一级，为三级。
d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e）根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f）当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为 2842919.3m^2＜20km^2
除 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及前述条款，评价等级确定为三级

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中的相关规定“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场、站场、储水池边界向外延伸 50m，管线工程两侧各 300m。

2.5.6 环境风险

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 和附录 C，本项目 Q 值介于 1≤Q=3.740544＜10，环境风险潜势综合等级为II级，风险评价等级为三级，大气环境评价范围为距建设项目边界一般不低于 3km，地表水和地下水评价等级为简单分析的项目未设环境风险评价范围。

2.5.7 评价工作等级及评价范围汇总

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-15。

表2.5-15　评价工作等级及评价范围一览表

序号	项目	评价等级			评价范围
1	环境空气	二级			分别以井口、站场为中心，向采气井、集气增压脱水站四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线
2	地表水	三级 B			—
3	地下水	三级			以项目区地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域以及管线两侧向外延伸 200m 的范围
4	噪声	二级			以采气井、站场、管线边界向外 200m
5	土壤	污染影响型	天然气开采工程	二级	井场、站场、储水池取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围
			输水管线工程	三级	输水管线边界两侧 0.2km 范围内
		生态影响型	天然气工程	二级	井场、站场、储水池取占地范围内及占地范围外 2km 范围
			输水管线工程	二级	输水管线边界两侧 0.2km 范围内
6	生态	三级			井场、站场、储水池周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域
7	环境风险	大气环境风险	井场、站场等	三级	距建设项目边界一般不低于 3km
			输气管线	三级	距管道中心线两侧一般均不低于 100m
		地表水、地下水环境风险		简单分析	/

2.6 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水、固体废物环境影响评价；

（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。

2.6.1 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、运营期和退役期三个时段，以建设期和运营期两个时段为评价重点。

2.6.2 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井区、站场、储水池、采气管线、输水管线。

2.7 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地属于塔里木河流域水土流失重点治理区，生态环境保护目标为保护区域野生动植物不被破坏，采取措施确保项目区沙化程度及水土流失程度不因本项目的实施而加剧，各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1。

表 27-1　项目环境保护目标一览表

序号	环境要素	保护目标名称	功能	与建设项目位置关系	保护内容	环境保护要求
1	生态	水土流失塔里木河流域重点治理区	水土流失重点治理区	项目生态评价范围	/	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
		天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线	水源涵养、生物多样性维护	拟部署井场距离东南侧的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线最近处为403m；拟部署管线距离南侧的天山水源涵养与生物多样性维护	水源、生物多样性	不会对生态保护红线区域产生不利影响

				生态保护红线最近处为 150m		
		动植物	/	评价区域内	动植物	禁止破坏野生动植物的生境及捕杀野生动物
2	地下水	潜水含水层	III类	项目地下水评价范围	水质	地下水水质不会受到项目影响
3	地表水	喀拉苏河	II类	集气管线穿越约 80m	水质	地表水水质不会受到项目影响
		喀普斯朗河		输水管线穿越约 50-150m		
		库列根厄肯		输水管线穿越约 150m		
		宿相厄肯		集气、输水管线穿越约 100m		
		台勒维丘克河		输水管线穿越约 52-120m		
		拜城县铁热克镇水源地	饮用水水源地	最近距离 246.69m	水质	不会对饮用水水源地产生不利影响
4	土壤	占地范围外 2km 范围，管线边界两侧 0.2km 区域的土壤环境，主要为耕地、草地、林地	/	评价区域内	土壤环境	《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 中农用地土壤污染风险筛选值
		一般农田（主要种植棉花、玉米）				
5	大气	铁热克镇镇区、铁热克村	二类功能区	拜 X9 平台井南侧 183m	居民约 3000 人	敏感目标处大气环境质量不因项目而降低
		托普鲁克村		拜 X9 平台井东侧约 430m	居民约 830 人	
		苏干村、苏杭村		拜西 63X 井西侧约 800m	居民约 160 人	
		黑英山乡		外输输水管线	居民约 13103 人	
6	声环境	铁热克镇镇区	2 类声环境功能区	拜 X9 平台井南侧 183m	居民约 3000 人	敏感目标处声环境质量达标
		铁热克村				
		黑英山乡		外输输水管线最近距离 36m	居民约 13103 人	

2.8 相关规划、政策法规等符合性分析

2.8.1 与国家产业政策相符性分析

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》（2024 年本），“煤层气勘探、开发、利用和煤矿瓦斯抽采、

利用”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，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。

2.8.2 与相关政策、法规等符合性分析

2.8.2.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）相符性

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求相符性如下：

表 2.8-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	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%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目钻井泥浆循环利用，压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用；本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用水基钻井液，采用固液分离装置，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	符合
3	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用水基钻井液，采用固液分离装置，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中，压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用。	符合
5	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	本项目压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用；产生的危险	符合

		废物交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	
6	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司在环境管理上已建立健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。	符合
7	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求。

2.8.2.2 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）的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相符性见表 2.8-2。

表 2.8-2　与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目为煤气层开采项目（滚动开发项目），本次以拜城矿区为单位进行评价，包括拟建的新井及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期井场排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第“6”章环保措施章节。	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。	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采	符合

		区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述，本项目符合《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）的相关要求。

2.8.2.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 2.8-3。

表 2.8-3　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要	符合

			求，清洁生产分析详见“3.8 清洁生产分析”小节。	
		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	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各采气井、集气增压脱水站、采气管线、输水管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	本项目运营期井场排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理，含油污泥交由有资质的单位无害化处置。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环节选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污	符合

		能耗、高污染、低效率的工艺和装备	染的工艺和装备。	
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。含油污泥等危废交由有资质的单位无害化处置。	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	含油污泥等危废交由有资质的单位无害化处置。	符合

2.8.2.4 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》相符性见表 2.8-4。

表 2.8-4　与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
（一）	**选址与空间布局**		
1	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目选址与布局符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，本项目以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
2	在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目属于煤层气开采项目。	符合
3	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护区。	符合
（二）	**污染防治与环境影响**		
1	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	本项目施工期尽量减少施工占地，严格控制施工作业面积，缩短施工时间，落实各项生态环境保护措施；本项目不占用环	符合

		境敏感区。	
2	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。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。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。经预测，井场、脱水增压站边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求；本项目不涉及锅炉。	符合
3	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。	符合
4	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目井场排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理；集气增压脱水站分离废水、循环冷却废水、检修废水进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理，餐饮废水、生活污水：餐饮废水先经隔油池隔油处理后与生活污水汇集于化粪池（20m^3）中，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。钻井液随钻井	符合

		队用于后续钻井使用。	
5	涉及废水回注的，应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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理，不回注。	符合
6	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目采用固液分离装置，钻井泥浆回用于钻井液配备；水基岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；废弃防渗膜、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品暂存于井场的危废贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置；固体废物无害化处置率达到100%。	符合
7	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	经预测，本项目井场、站场厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	符合
8	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	本环评对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施提出生态修复措施，并要求满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要	符合

		求。	

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

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中要求的相符性分析详见表 2.8-5。

表 2.8-5　与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见“6.11”节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见“5.7”节和“6.7”节。	相符

2.8.2.6 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性分析详见表 2.8-6。

表 2.8-6　与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3。	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。经预测，井场、脱水增压站边界非甲烷总	相符

		烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。	

2.8.2.7 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（公告 2013 年 21 号）中要求的相符性分析见表 2.8-7。

表 2.8-7 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。	建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况发生。	相符
2	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；应急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放。	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。	相符
3	废水收集和处理过程产生的含 VOCs 废气经收集处理后达标排放	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。排采水采用密闭集输工艺，排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理。	相符
4	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台账，并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	相符

2.8.2.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

本项目与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）中要求的相符性分析见表 2.8-8。

表 2.8-8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性

序号	要求	本项目	相符性
1	对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检。	建设单位对管道、阀门、机械设备等进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目的排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理，可有效减少挥发性有机气体的排放。	相符
3	阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于 0.5%的阀门。	建设单位使用的是泄漏率小于 0.5%的阀门，并对管道、阀门进行定期检查，对腐蚀、损坏进行及时更换。	相符
4	石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处置，不作为日常大气污染治理设施。	本项目属于煤层气开采项目，不属于石化、化工企业，本项目火炬燃烧装置只用于应急处置。	相符
5	企业应按标准要求在火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	本项目在火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等。	相符

2.8.2.9 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）相符性分析

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）中要求的相符性分析见表 2.8-9。

表 2.8-9　与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	优化含 VOCs 原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs 含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs 含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs 含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行 VOCs 含量限值标准。	本项目属于陆地石油开采项目，不属于高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目。	相符

序号	要求	本项目	相符性
2	深化扬尘污染综合治理。鼓励经济发达地区5000平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到2025年，装配式建筑占新建建筑面积比例达30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达80%左右，县城达70%左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造。	本项目主要是场地平整、井场、站场设备安装，管道施工所引起的扬尘。在施工过程中，作业场地将采取围挡、大风天气禁止施工，对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布，车辆进出、装卸场地时应用水将轮胎冲洗干净，车辆行驶路线应首选外环路、硬化道路，施工现场定期洒水降尘等，通过采取相应的措施减少扬尘的污染。	符合
3	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本项目煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，各井场煤层气→集气支线→集气干线→集气增压脱水站。拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收。接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况发生。	符合

2.8.2.10 与《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）中提到：持续强化扬尘污染综合管控。施工场地严格落实“六个百分百”要求。扬尘污染防治费用纳入工程造价，3000m^{2}及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台。道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。城市建成区主次干道机械化清扫率达到80%。加强城市及周边公共裸地、物料堆场等易产尘区域抑尘管理。到2025年，装配式建筑占新建建筑面积比例达到30%。

本项目施工场地已提出施工场地严格落实“六个百分百”要求，项目为陆地天然气开采项目，输气管线、输水管线线路段属于线性工程，施工期间分段实施。

临时堆放物料区采取防风防雨措施，定时洒水等措施，项目建设符合《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》要求。

2.8.2.11 与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）相符性分析

本项目与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）的相关要求符合性分析见表 2.8-10。

表 2.8-10　与《非常规油气开采污染控制技术规范》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	非常规油气田建设应优化布局和工艺，减少占地、水资源消耗和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。开发过程中应使用清洁的能源和原料，采用先进的工艺技术与设备，从源头削减污染，实现废弃物的减量化、资源化和无害化处理，减轻或者消除废弃物对环境的影响。	本项目采用平台井以减少占地，钻井泥浆和压裂返排液循环使用节约水资源，煤层气大部分集输采用密闭管输工艺，以减少损失。本项目不涉及危险化学品。	符合
2	非常规油气开采作业过程中产生的钻井废水、采出水应优先循环利用。在不影响钻井液、压裂液性能指标的情况下，钻井液和压裂液的配置应优先使用回用水。	本项目产生的钻井废水、排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理。压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用。	符合
3	非常规油气开采作业过程中产生的一般工业固体废物的现场管理应符合 GB 18599 的要求，含油废物的现场管理应符合 GB 18597 及 HJ 2025 的要求，分类收集存储，明确标识。除水基钻井岩屑和废弃水基钻井液外的一般工业固体废物，应送至当地生态保护部门批准的一般固废填埋场处理和处置。含油废物、废油应优先场内循环利用，无法回用的部分委托具有处理资质的单位到现场清运处理，临时贮存时间不应超过 12 个月。建设单位应建立固体废物管理制度，工业固体废物按规定向地方环境保护部门申报。固体废物拉运交接台账、转移联单等记录应齐全准确，对转移过程进行监控，转移出省、自治区和直辖市的应按要求向转出地环保行政主管部门提出申请，未得到申请许可不应转移。	项目产生一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）及《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理；含油污泥定期委托有相关资质单位清运处置。阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司安排人员进行定期的现场检查，由施工单位处置的危废以及各依托工程处置的危废等进行去向跟踪，检查台账记录、转运联单以及去向有资质的单位进行核查去向，同时所依托的危废处置单位按季度定时向建设单位反馈危废处置情况及去向。	符合
4	非常规油气开采作业过程中应减少甲烷、	本项目非正常工况下事故、检修过程	符合

序号	要求	本项目	相符性
	VOCs 等有机气体的无组织排放。试油、试气放喷释放的油气宜优先经分离处理后进入生产流程或采取回收利用措施；不具备进入生产流程和回收利用条件时，放喷作业释放的油气应采取火炬燃烧等控制措施有效减少逸散；运营期中，应定期对井场地面生产设备、设施和管线进行维护保养，并对动静密封点进行泄漏检测。	中标准化井场排放煤层气通过放散管燃烧；集气增压脱水站事故、检修过程中煤层气通过火炬燃烧排放。已提出运营期对标准化井场、集气管线、集气增压脱水站进行维护保养，并对动静密封点进行泄漏检测。	
5	非常规油气开采过程中的钻井作业、压裂作业、试采及油气生产作业应采取措施削减噪声对环境的影响。削减噪声的措施包括但不限于；合理安排施工时间，具备电网接入条件应优先采取网电代燃油措施开展钻井和压裂施工活动等；对无法避开居民点等环境敏感点的施工作业，应采取降噪设施、临时疏散、补偿或置换等措施。	本项目对钻井、压裂等设备进行减振措施，减小非常规油气开采过程中噪声对环境的影响，同时合理安排施工作业时间，本项目周边 200m 范围内不涉及居民等环境敏感点。	符合
6	非常规油气开采作业过程中所使用的发电机应采用清洁燃油，柴油发电机的尾气排放应满足 GB 20891 的排放要求。	本项目非常规油气开采作业过程中所使用的发电机应采用清洁燃油，柴油发电机的尾气排放执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）修改单。	符合
7	施工和生产期因场地清理、土方挖掘、材料运输等工序产生的扬尘应采取裸露地覆盖、物料覆盖、洒水降尘、地面硬化等防扬尘措施；大风天气情况时，禁止进行土方工程施工，并做好苫盖工作。	本项目对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布以减少洒落，并定期洒水降尘，风速过大时，应停止施工作业。	符合
8	非常规油气开采作业过程中产生的生活污水应进行收集和处理，无法回用的生活污水按当地政府要求处理排放；生活垃圾应由作业单位送至当地垃圾处理场，或委托地方环卫机构清运处理。	本项目设置 3 处生活营地，煤层气开采作业过程中生活污水经防渗池收集后拉运至污水处理厂处理；生活垃圾收集后委托环卫部门清运处理。	符合
9	非常规油气开采建设项目应根据 HJ 169 的要求开展环境风险评价，已建成投产或处于试生产阶段可能发生突发环境事件的生产装置应按照 HJ 941 的要求开展突发环境事件风险评估，并根据评估结果建立环境风险防范体系，制订突发环境事件应急预案和防控措施。	本项目已进行环境风险评价专章，具体见“5.11 环境风险评价”。	符合
10	非常规油气开采应采取措施减少占地面积，减轻开发作业对地表生态环境的扰动，宜优先考虑采取丛式井、多分支井等定向钻井方式。	本项目采用平台井以减少占地。	符合

序号	要求	本项目	相符性
11	非常规油气开采施工过程中，应做好施工作业区域表层土壤的保护措施。表层土壤应单独存放，施工工程完成后宜按序回填覆盖，并及时开展土地整理及复垦工作或进行植被恢复，恢复场地排水系统。	本项目表层土壤单独存放，施工工程完成后按序回填覆盖，并开展土地整理及复垦工作或进行植被恢复，恢复场地排水系统。	符合
12	在非常规油气开发施工作业区域外，不应有其他破坏影响周边植被、物种的施工活动。	本项目严格控制占地面积，占地面积外禁止破坏周边植被、物种等。	符合

2.8.2.12 与《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）符合性分析

本项目与《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）符合性分析见表 2.8-11。

表 2.8-11 《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）符合性分析一览表

指南中		本项目情况	符合性
4.总体原则	4.1 对煤层气废弃井进行合理处置，防止因处置不合理导致的安全隐患及环境污染。	本报告中已提出对煤层气废弃井进行合理处置措施，防止造成安全隐患及环境污染。	符合
	4.2 隔离煤层气井目的层与含水层、地表水的水力联系，防止因不同层位地层流体相互窜通导致的水资源污染。	钻井液隔离煤层气井目的层与含水层、地表水的水力联系。	符合
	4.3 在煤矿矿权范围内的煤层气废弃井处置宜保障煤矿安全开采，杜绝因地层流体通过井筒进入煤层导致的煤矿安全事故	要求建设单位对煤层气废弃井按照相应规范进行处置，杜绝因地层流体通过井筒进入煤层导致的煤矿安全事故。	符合
	4.4 对煤层气废弃井处置后不再规划建设的井场进行地貌恢复，满足复垦复绿要求。	本项目要求退役期对标准化井场进行地貌恢复，进行复垦复绿。	符合
5 煤层气废弃井封堵作业	5.1 设计：煤层气废弃井封堵处置前宜编制工程设计报告，所需数据及设计样式见附录 A。	本报告已要求建设单位在煤层气废弃井封堵处置前应按照《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）中要求编制《煤层气废弃井封堵处置工程设计报告》。	符合
	5.2 场地：作业场地宜满足封堵处置作业要求	报告中已提出作业场地宜满足封堵处置作业要求。	符合
	5.3 井筒 5.3.1 煤层气废弃井处置作业前井口压力为 0MPa。5.3.2 下桥塞前进行通井、刮削作业。5.3.3 井筒准备作业程序和质量控制，按 SY/T5587.5 的规定执行。	报告中已提出煤层气废弃井处置作业前井口压力为 0MPa；下桥塞前进行通井、刮削作业；井筒准备作业程序和质量控制按照《常规修井作业规程第 5 部分：井下作业井筒准备》	符合

		（SY/T5587.5-2018）的规定执行。	
	5.4 封堵材料 5.4.1 水泥选用 G 级以上水泥，封井用水泥的配制，按 SY/T5587.14 的规定执行。	报告中已要求煤层气废弃井封按照《常规修井作业规程第 14 部分：注塞、钻塞》（SY/T5587.14-2013）进行，堵水泥选用 G 级以上水泥；封堵方式宜采用泵注法。	符合
	5.6 封堵作业 5.6.1 套管完好的煤层气废弃井 5.6.1.1 起出生产管柱和排采设备，并做好记录。5.6.1.2 下入油管探砂面并记录深度。记录入井管柱的数量、规格和长度。5.6.1.3 采用泵注法，下油管至砂面处向井筒内泵入水泥浆，注水泥至井口，候凝时间不少于 48h。5.6.1.4 当井深超过 1200m 时，宜采用分段替注水泥法，第一段封堵完毕，重复 5.6.1.1～5.6.1.3 操作步骤，直至完成全井段封堵作业。5.6.2 套管变形的煤层气废弃井 5.6.2.1 起出生产管柱和排采设备，详细记录无法打捞的井下遗落物信息。5.6.2.2 下入油管探遇阻深度。记录入井管柱的数量、规格和长度。5.6.2.3 采用泵注法，下油管至套管变形遇阻处泵入水泥浆，注水泥至井口，候凝时间不少于 48h。5.6.2.4 当井深超过 1200m 时，参照 5.6.1.4 执行。5.6.3 采空区煤层气废弃井 5.6.3.1 起出生产管柱和排采设备，并做好记录。5.6.3.2 下入油管探砂面并记录深度。记录入井管柱的数量、规格和长度。5.6.3.3 煤储层已采空或其他不满足替注水泥要求时，宜在替注水泥前填砾石至煤层之上不少于 20m，再填砂至砾石之上不少于 20m，最后自砂面位置注水泥浆至井口，如图 3 所示。 5.6.3.4 当井深超过 1200m 时，参照 5.6.1.4 执行。	本项目已要求建设单位煤层气废弃井封堵作业按照上述要求进行。	符合
	5.6.4 井口处置割掉地面以下 1.5m 套管，并用钢板焊封井口，填土至与地面平齐，做明显标记。	本项目已要求建设单位煤层气废弃井井口处置割掉地面以下 1.5m 套管，并用钢板焊封井口，填土至与地面平齐，做明显标记。	符合

	6 施工与验收 6. 1 施工单位具备相应的施工资质。6.2 施工单位根据已出具的地质和工程设计编写施工设计，若需更改施工设计，由煤层气井所属单位出具已审批的补充设计或设计变更。6.3 施工过程由煤层气井所属单位或第三方委派监理进行现场监督，提交重点工序确认单。6.4 施工结束后，施工单位提交施工总结，煤层气井所属单位组织进行验收，并出具验收意见书。	本报告中已要求建设单位、施工单位按照上述要求进行煤层气废弃井施工与验收。	符合
	7 安全、环保要求安全环保要求按 SY/T6646 的规定执行。	已要求煤层气废弃井安全环保要求按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）的规定执行。	符合

2.8.2.13 与《关于加强煤矿瓦斯治理及推动煤炭煤层气综合利用工作的通知》（新工信运行〔2023〕6 号）符合性分析

通知要求：各地要按照 2023 年 9 月 8 日关于推进自治区煤层气勘探开发工作专题会议精神和自治区领导批示要求，支持新疆亚新煤层气投资开发（集团）有限责任公司（以下简称亚新煤层气集团）在已设煤炭矿业权区域内开展瓦斯抽采治理，推动煤层气综合开发利用，科学规划新疆煤矿瓦斯产业发展，加快推进煤矿瓦斯规模化开发利用。

一、有序推进煤矿瓦斯治理。各地（州、市）工业和信息化局要会同发改、自然资源等部门编制区域内煤矿瓦斯治理整体方案，亚新煤层气集团具体主导实施煤矿瓦斯治理工作，共同防范煤矿瓦斯事故，有序推进煤矿瓦斯综合利用。

二、强化部门协同联动。各地（州、市）工业和信息化局要积极作为，会同发改部门主动协调煤矿企业支持亚新煤层气集团加快立项手续办理，完成煤矿瓦斯治理和煤层气产量任务。与自然资源、生态环境、水利、林草等部门实施监管，强化共同监督，确保项目顺利推进，推动煤矿瓦斯产业规范有序发展。要统筹煤矿瓦斯治理项目区域资源整合、下游管道销售一体化、规模化建设，支持亚新煤层气集团在伊犁、昌吉、库拜等地区建设煤矿瓦斯规模化开发利用项目。鼓励金融机构积极做好煤矿瓦斯开发利用项目的金融支持服务工作。

三、坚持依法依规操作。各地（州、市）工业和信息化局要加强监督指导，加快推进亚新煤层气集团在伊犁、昌吉、库拜等地区的煤矿瓦斯治理工作，瓦斯治理要落实先抽后采要求，充分利用煤矿瓦斯资源，煤矿瓦斯开发利用具备地面开

发条件的，要编制煤矿瓦斯抽采开发利用方案，并优先选择地面抽采进行治理，制定详细方案报备相关部门；监督指导亚新煤层气集团针对煤矿地质情况进行研究分析，制定具体实施方案，报相关部门审核后开展治理工作。监督指导亚新煤层气集团遵守相关法律法规开展瓦斯治理工作，严禁向空气中排放瓦斯。

五、借鉴治理先进经验。阿克苏地区拜城县与亚新煤层气集团合资合作，依法依规开展煤矿瓦斯治理，煤矿瓦斯就地销售，降低了煤矿瓦斯浓度，实现了安全生产和煤矿瓦斯资源的综合利用，保障了清洁能源供给。相关部门要充分借鉴阿克苏地区煤矿瓦斯治理经验，加大与亚新煤层气集团合作力度，收集的煤矿瓦斯应当优先供应当地居民及工业用户，实现资源惠民利民。

本项目的建设方阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司，阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司是亚新煤层气集团与拜城县国资委合资成立的新公司，主要进行拜城矿区瓦斯治理、煤层气的勘探、开发及后端的综合利用。计划对拜城矿区进行开发利用，有利于推进后续煤矿瓦斯治理及开发利用，符合《关于加强煤矿瓦斯治理及推动煤炭煤层气综合利用工作的通知》的要求。

2.8.2.14 与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

根据“生态环境部等 11 部门关于印发《甲烷排放控制行动方案》的通知”（环气候〔2023〕67 号），方案中（二）推进能源领域甲烷排放控制：“4.强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。5.推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。6.推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。”

本项目为煤层气开发项目，建设投产后除拜东区域及边缘井采用第三方零散气回收外其余煤层气采用管道密闭输送，要求运营单位定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，定期对集气增压站、密闭性检修，有效提升甲烷泄漏控制能

力；项目生产过程中不设置常规火炬。

综上所述，本项目符合《甲烷排放控制行动方案》中相关内容。

2.8.2.15 与河道保护相关要求的符合性分析

本项目输气管线会穿越喀拉苏河和宿相厄肯河流，输水管线会穿越喀普斯朗河、宿相厄肯、库列根厄肯、台勒维丘克河河流，项目与河道保护相关要求符合性分析见表 2.8-12。

表 2.8-12　项目与河道保护的相关要求符合性分析

文件	河道保护要求	本项目	相符性
河道管理范围内建设项目管理的有关规定（2017 年 12 月 22 日）	河道管理范围内的建设项目，必须按照河道管理权限，经河道主管机关审查同意后，方可开工建设	项目输气管线、输水管线开工须经过河道主管机关审查同意后方可开工建设。	符合
《中华人民共和国河道管理条例》（2018 年 3 月 19 日）	第十一条 修建开发水利、防治水害、整治河道的各类工程和跨河、穿河、穿堤、临河的桥梁、码头、道路、渡口、管道、缆线等建筑物及设施，建设单位必须按照河道管理权限，将工程建设方案报送河道主管机关审查同意后，方可按照基本建设程序履行审批手续。 第十二条修建桥梁、码头和其他设施，必须按照国家规定的防洪标准所确定的河宽进行，不得缩窄行洪通道。 第二十五条在河道管理范围内进行采砂、取土，必须报经河道主管机关批准；涉及其他部门的，由河道主管机关会同有关部门批准。	本项目输气管线会穿越喀拉苏河和宿相厄肯河流，输水管线会穿越喀普斯朗河、宿相厄肯、库列根厄肯、台勒维丘克河河流，项目工程建设方案报送河道主管机关审查同意后，方可按照基本建设程序履行审批手续，目前。项目不涉及在河道管理范围内进行采砂、取土。	符合
《新疆维吾尔自治区河道管理条例》（2012 年修正）	第十一条修建开发水利、防治水害、整治河道的各类工程和跨河、穿河、穿堤、临河的桥梁、码头、道路、渡口、管道、缆线等建筑物及设施，建设单位必须按照河道管理权限，将工程建设方案报送河道主管机关审查	本项目输气管线会穿越喀拉苏河和宿相厄肯河流，输水管线会穿越喀普斯朗河、宿相厄肯、库列根厄肯、台勒维丘克河河流，项目工程建设方案报送河道主管机关审查同意后，方可按照基本建设程序履行审批手续，	符合

	同意后，方可按照基本建设程序履行审批手续。 第二十二条在河道管理范围内（堤防和护堤地除外）进行采砂、取土、采石活动，必须报经河道主管机关批准；涉及其他部门的，由河道主管机关会同有关部门批准。	目前，项目不涉及在河道管理范围内进行采砂、取土。	
《中华人民共和国水污染防治法》2018 年 1 月 1 日	第三十三条 禁止向水体排放油类、酸液、碱液或者剧毒废液。禁止在水体清洗装贮过油类或者有毒污染物的车辆和容器 第三十七条 禁止向水体排放、倾倒工业废渣、城镇垃圾和其他废弃物； 第三十八条 禁止在江河、湖泊、运河、渠道、水库最高水位线以下的滩地和岸坡堆放、存贮固体废弃物和其他污染物	本项目输气管线会穿越喀拉苏河和宿相厄肯河流，输水管线会穿越喀普斯朗河、宿相厄肯、库列根厄肯、台勒维丘克河河流，施工期严格进行管理，禁止向河道排放油类等物质，不涉及酸液、碱液或者剧毒废液，禁止向水体排放、倾倒工业废渣、城镇垃圾和其他废弃物，禁止在河道两岸堆放、存贮固体废弃物和其他污染物。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2017.1.1）	第三十条任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本项目为陆地天然气开采项目，不属于重化工、涉重金属等工业污染项目。	符合

2.8.3 相关规划符合性分析

2.8.3.1 与《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》符合性分析

（1）规划符合性分析

新疆维吾尔自治区发展和改革委员会于 2022 年 9 月编制了《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》。规划重点项目包括油气勘探重点项目、油气产能建设重点项目、非常规油气重点项目、天然气管道重点项目，本项目属于非常规油气重点项目，运营后属于阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司管辖，

符合规划要求。

（2）规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划环境影响报告书》于2022年12月26日通过新疆维吾尔自治区生态环境厅审查，文号“新环审〔2022〕268号”。规划环评要求对勘探过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施；本项目废气主要为施工扬尘、柴油机、运输车辆废气，通过洒水降尘、选用高品质的合格油品和密闭顶部净没式装载方式减少废气的排放；压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用；运营期排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理；含油污泥、机械设备废油和废弃防渗膜等危险废物和一般固废均能得到合理处置，同时对生态影响采取了有效的减缓措施，符合《报告书》的要求。

表 2.8-13　与新疆维吾尔自治区石油天然气发展规划环评审查意见相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求，本项目不涉及环境敏感区。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、自然保护地、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序等。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区。	符合
3	严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻	符合

	告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《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，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；②运营期排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理，集气增压脱水站产生的分离废水、循环冷却水、检修废水进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理；餐饮废水排入隔油池，经过隔油后进入 20m3 化粪池储存，和生活污水定期送至拜城县污水处理厂处理。	
4	加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本报告提出了生态保护及恢复措施，详见“6.7”“6.9”节。	符合
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

2.8.3.2 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲

要》相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出“坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，加强能源产供储销体系建设。坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在 2 亿吨左右、天然气产量稳步增长，加强煤制油气产能和技术储备。”

本工程属于陆地天然气开采建设项目，为煤层气开采，符合规划中实施中长期油气增储上产战略行动，天然气产量稳步增长要求。

2.8.3.3 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026-2030）相符性分析

该《规划纲要》提出：加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。。

本项目是在库拜煤田前期勘查、勘探基础上开展的产能开发项目，为煤层气开采，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026-2030）要求。

2.8.3.4 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

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

本项目属于瓦斯治理及煤层气开采项目，行政区隶属阿克苏地区拜城县管辖，拜城县（不包括拜城镇）属于新疆国家级农产品主产区——天山南坡主产区，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。为限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的农产品主产区，位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。本项目实施环境影响评价工作，对生态环境影响进行评估，并提出减少生态影响的措施，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

2.8.3.5 与《新疆生态功能区划》相符性分析

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于III天山山地干旱草原-针叶林生态区—III3 天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区—43.天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。其生态功能见表 2.8-14。

表 2.8-14　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	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	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
III天山山地干旱草原-针叶林生态区	III3 天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区	43.天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区	拜城县、库车县、轮台县	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	生物多样性和生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感。	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	规范天然气和煤炭开采作业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理	建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游。

相符性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对荒漠的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，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，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

2.8.3.6 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》：

推进土壤安全利用：……严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。

加强危险废物医疗废物收集处理：……深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

相符性分析：本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用，岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。运营期排采水由管线管输至储水池，定

期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理；含油污泥、机械设备废油和废弃防渗膜等危险废物和一般固废均能得到合理处置。项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

2.8.3.7 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》提出“加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木气田、塔河气田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划 。 ”本项目废气、废水、噪声等严格执行国家和地方排放标准，固体废物得到妥善处置，集气站采取分区防渗措施。因此，本项目符合《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》。

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

《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》于 2018 年 8 月 24 日取得新疆维吾尔自治区人民政府的批复（新政函〔2018〕146 号）。规划分析了全疆水土流失及其防治现状，系统总结水土保持经验和成就，以水土保持区划为基础，以保护和合理利用水土资源为主线，以全疆主体功能区划为依据，拟定全疆预防和治理水土流失、保护合理利用水土资源的总体部署，明确今后一段时期自治区水土保持的目标、任务、布局和对策措施。

规划中明确要全面加强预防，保护林草植被和治理成果，强化生产建设活动和项目的水土保持管理，实施封育保护，促进自然修复，全面预防水土流失，重点做好水源涵养区、饮用水源地以及重要生态维护区的水土流失预防工作。要注重综合治理，在水土流失地区，开展以小流域为单元的综合治理，加强绿洲内部、绿洲—荒漠过渡带以及重点开发区域的水土流失治理工作。

本次环评提出了水土流失防治要求。本项目正在编制水土保持方案，后期将按照水保方案及其批复的要求，严格执行各项水土保持措施，符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》及其批复的要求。

2.8.3.9 与《拜城县水土保持规划（2018-2030 年）》符合性分析

根据《拜城县水土保持规划（2018-2030 年）》，拜城县土地总面积约 1.91 万 km^2，区域水土流失类型以风力侵蚀为主，辅以水力侵蚀，部分山区存在冻融侵蚀，呈现“风水交错、复合侵蚀”的典型特征。全县共划分为北部天山水源涵养预防保护区、中部山前丘陵沟壑重点治理区、南部冲洪积平原防风固沙治理区三大生态防治分区。

本项目为煤层气开采项目，位于拜城县境内，项目区主体位于中部山前丘陵沟壑重点治理区及南部冲洪积平原防风固沙治理区范围内。针对项目所在区域风蚀、水蚀并存的特点，本报告在“6.11”和“6.10”小节中提出相应的防沙治沙措施和水土保持方案，建设单位在施工期和运营期需严格落实水土流失工程防治、分区防治、水土保持和管理等措施，在落实各项防治措施后，可提高项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，减少区域水土流失量。因此，本项目在严格落实报告中提出的水土流失防治措施和生态保护措施后，与《拜城县水土保持规划（2018-2030 年）》中的内容相符。

2.8.3.10 与《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析

《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》指出：“煤炭开发利用方面，加强“库车阿艾煤炭国家规划矿区”“拜城煤炭国家规划矿区”“库车俄霍布拉克煤炭国家规划矿区”及周边矿区的勘查开发，加大煤层气开发利用，积极推进煤炭高效开采，延伸现有焦化产业链，探索开展煤制气、煤制烯烃等深加工示范项目，推进煤炭产业清洁化发展。”

本项目为拜城地区煤层气项目，属于塔里木盆地北缘煤层气开发利用工程，符合《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》。

2.8.3.11 与《新疆维吾尔自治区拜城县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析

《新疆维吾尔自治区拜城县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》指出：“重点开采区。落实自治区及地区级规划划定的重点开采区 7 处。重点开采区要统筹规划，整装开发，在资源配置上向利用效率高、技术先进的大型、特大型矿山企业倾

斜，开采规模与资源储量规模相匹配；对影响统一规划开采的矿山，要依法进行整合，优化矿山布局，引导资源向大型、特大型矿山企业集中，形成集约、高效、协调的矿山开发格局。”

本项目为拜城地区煤层气项目，拜城矿区属于拜城县“十四五”期间规划重点开采区中库拜煤层气重点开采区，符合《新疆维吾尔自治区拜城县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》。

2.8.4 与生态环境分区管控方案的相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）和《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》（阿地环字〔2023〕32 号），阿克苏地区共划定环境管控单元 109 个（不含兵团），分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元，实施分类管控。

优先保护单元 62 个，占地区国土面积的 27.56%。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、自然公园、重要湖库等一般生态空间管控区。优先保护单元中的生态保护红线区要严格按照国家和自治区生态保护红线管理相关规定进行管控；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 38 个，占地区国土面积的 1.41%。主要包括人口集中的城镇建成区、工业开发活动集中的产业园区和矿产资源开发集中的重要矿区等。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，有针对性加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量下降、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 9 个，占地区国土面积的 71.03%。主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目位于阿克苏地区拜城县，属于阿克苏地区拜城矿区重点管控单元（ZH65292620004）、拜城县一般管控单元（ZH65292630001），管控要求相符性详见表 2.8-15。

表 2.8-15　本项目与阿克苏生态环境准入清单符合性分析一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目	相符性
ZH65292620004	拜城矿区	重点管控单元	空间布局约束	1、煤矿项目规模应严格执行国家、自治区相关煤炭产业政策，并符合环保和安全准入要求。禁止新建非机械化开采的煤矿；禁止建设 45 万吨/年以下能力的改扩建矿井和 120 万吨/年以下能力的新建煤矿；新建矿区和新建矿山必须符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的相关要求，最小开采规模和最低服务年限应符合规划要求，新建矿山应 100%达到绿色矿山建设要求。 2、引入企业时，应充分考虑行业特点、特征污染物排放以及区域环境的状况，避免形成累积污染和叠加影响，严控不符合矿区总体规划项目进入。	本项目属于煤层气开发项目，符合国家、自治区相关煤炭产业政策，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的相关要求，符合拜城矿区总体规划。	符合
			污染物排放管控	1、重点单位建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施，应当按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。严格控制有毒有害物质排放，土壤污染重点监管单位应按年度向当地生态环境主管部门报告排放情况；建立土壤污染隐患排查制度，确保持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；应按相关规范编制突发环境事件应急预案，建立完善突发环境事件应急响应机制；制定、实施自行监测方案。	本项目按照相关要求设置分区防渗、防腐和防泄漏设置和监测装置，按照相关规范编制突发环境事件应急预案，建立完善突发环境事件应急响应机制；制定、实施自行监测方案。	符合
			环境风险防控	1、加强矿区内企业风险管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的单位应当采取有效措施，	本项目按照相关要求设置分区防渗、防腐和防泄漏设置和监	符合

				防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染；入园企业应按规范强化地下水分区防渗等措施。园区及企业应按相关规范编制突发环境事件应急预案，建立完善突发环境事件应急响应机制。 2、强化尾矿库环境风险防控，实行“一库一策”制度，逐步消除隐患。	测装置，按照相关规范编制突发环境事件应急预案，建立完善突发环境事件应急响应机制。	
			资源利用效率	1、全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿、煤矸石等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	本项目按照《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》等要求建设。	符合
ZH65292630001	拜城县一般管控单元	一般管控单元	空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2、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。 3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒	本项目不占用基本农田，占用草地按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。要求建设单位要加强修复绿化、减尘抑尘，按照本次环评提出的土壤和地下水污染防治要求。本项目不涉及畜禽养殖，项目产生的废水和固废均能得到合理处置，不存在非法排污、倾倒等。	符合

				有毒有害物质。 6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。		
			污染物排放管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、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。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目属于煤层气开发利用工程，不占用农田，要求建设单位要加强修复绿化、减尘抑尘，按照本次环评提出的土壤和地下水污染防治要求。生产废水均由拜城产业园区污水处理厂处置，固废均得到合理布置，不得随意丢弃。本项目不涉及农村厕所革命、农村生活污水治理、化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用。	符合

			环境风险防控	1、加强对矿山、气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。 2、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。 3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	要求建设单位要加强修复绿化、减尘抑尘，按照本次环评提出的土壤和地下水污染防治要求。生产废水均由拜城产业园区污水处理厂处置，固废均得到合理布置，不得随意丢弃。本项目不涉及受污染耕地安全利用和风险管控。	符合
			资源利用效率	1、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。 2、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。 3、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，降低农业用水比重。	本项目为煤层气开发利用项目，不涉及秸秆综合利用、化肥农药的使用，不涉及节水灌溉。	符合

2.8.5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）的相关要求符合性分析见表 2.8-16。

表 2.8-16 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目严格按照临时征地范围开展建设工作，项目占地类型为裸地、天然牧草地、其他草地、人工牧草地、内陆滩涂、一般耕地（水浇地）、村庄、河流水面、有林地和其他林地，项目按“用多少、批多少、占多少、恢复多少”的原则施工并进行恢复。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为煤层气开采项目，属于能源建设项目，项目会按临时用地使用期限开展工作。	符合
3	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目为煤层气开采项目，先办理临时用地手续，后续转入生产使用时办理永久用地手续。	符合
4	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后，会拆除临时建（构）筑物，项目占用的一般耕地（水浇地）将会复垦，施工结束后对临时占用的土地进行平整，并采用能适应项目区自然条件的种类进行植被恢复。	符合

2.8.6《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相符性分析，见表 2.8-17。

表 2.8-17 与《钻前工程及井场布置技术要求》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	3.1 井场选择原则 3.1.1 根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定设备安放位置。3.1.2 井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地貌，在河滩、海滩	井场未设置在滑坡、泥石流等不良地貌，本项目已考虑特殊地形布井要求。	符合

	地区应避开汛期、潮期进行钻前施工。3.1.3 充分利用地形，节约用地，方便施工。3.1.4 满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。3.1.5 有利废弃物回收处理、声光屏障等，防止环境污染。3.1.6 在选择井场时应考虑钻机井架和动力基础选在挖方处。3.1.7 在环境有特殊要求的井场布置时，应有切实的防护设施。		
2	3.2 井位确定 3.2.1 根据勘探或开发部门给定的井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。基础施工结束后应复测井位坐标。3.2.2 油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。3.2.3 含硫油气井井场应选在比较空旷的位置。宜在前后左右方向能让盛行风畅通。3.2.4 井口距堤坝、水库的位置应根据国家水利部门的有关规定执行。	气井井口 100m 范围内无居民区，200m 范围内无铁路和高速公路，周边 500m 不存在人口密集区域和高危性场所。根据地质勘察，本项目区域气井不含硫化氢。	符合
3	3.7 井场及道路 3.7.1 井场 3.7.1.10 在沙漠布置井场应注重防风、防沙。3.7.2.6 特殊地区（如：沙漠、草原、海滩）的井可能修建能满足运输通行条件的道路。3.7.3.1 对于钻井作业周期较长或雨季钻井施工的井场道路，路面以能使车辆顺利通行为原则并预留车台，必要时可能铺垫碎石，钢渣或废砖等。铺垫宽度不得小于 4m，高度视路基而定。	本项目采取防风、防沙措施；道路铺垫碎石，铺垫宽度不小于 6m。	符合
4	3.7.5 井场环保 3.7.5.1 在钻前工程设计和施工中，环境保护按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求执行。3.7.5.2 井场内应有良好的清污分流系统。3.7.5.3 井场后（或右）侧应修建钻井液储备池（罐）。净化系统一侧应修建排污池，配备废液处理装置。振动筛附近应修建沉砂坑。3.7.5.4 钻井液储备池、排污池、沉砂坑应采取防渗漏及其他防污染措施。3.7.5.5 发电房和油罐区四周应有环形水沟，并配备污油回收罐。3.7.5.6 使用油基钻井液的排污池和沉砂坑应满足油基和水基钻屑分开的要求	本项目井场布置符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）要求，井场设钻井液储备罐，钻井液循环使用；发电房和油罐区四周设环境水沟，配备污油回收罐；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	符合

2.8.7 与《中华人民共和国生态环境法典》符合性分析

本项目与《中华人民共和国生态环境法典》的相关要求符合性分析见表2.8-18。

表 2.8-18　与《中华人民共和国生态环境法典》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	从事煤层气开采利用的，煤层气排放应当符合相关标准规范。	本项目为煤层气开采，要求煤层气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 排放限值；煤层气执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）控制要求。	符合
2	可燃性气体回收利用装置不能正常作业的，应当及时修复或者更新。在回收利用装置不能正常作业期间确需排放可燃性气体的，应当将排放的可燃性气体充分燃烧或者采取其他控制大气污染物排放的措施，并向当地生态环境主管部门报告，按照要求限期修复或者更新。	本项目集气增压脱水站中设置了 1 处火炬处，用于事故状态下煤层气的放散。	符合
3	施工单位应当在施工工地设置硬质围挡，并采取覆盖、分段作业、择时施工、洒水抑尘、冲洗地面和车辆等有效防尘降尘措施。工程渣土等建筑垃圾、建筑土方应当及时清运；在场地内堆存的，应当采用密闭式防尘网遮盖。工程渣土等建筑垃圾应当进行资源化处理。	本项目材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖、场区洒水降尘，大风天禁止施工。	符合
4	化工园区和化工项目、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测，防止地下水污染。	本项目净化罐、油水罐区、废料场、钻井液用房、发电房、废料场、固液分离装置、岩屑池、排采池、钻井井口、危险废物贮存点采取重点防渗；化工爬犁、材料爬犁、材料房采取一般防渗，其余地方采取简单防渗。	符合
5	向污水集中处理设施排放工业废水的，应当按照国家规定进行预处理，达到集中处理设施处理工艺要求后，方可排放。	本项目排采水经处理后满足拜城产业园污水处理厂排放标准。	符合
6	建设和运行污水集中处理设施、固体废物处置设施，应当依照法律法规规	本项目涉及储存废水和危废等地均采取了相应的防渗措施。	符合

序号	要求	本项目	相符性
	定和相关标准的要求，采取有效措施防止土壤污染。		
7	禁止向耕地、林地、草地等农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。	本项目产生的废水、污泥等均能得到合理合规处置，环评要求禁止向耕地、林地、草地等农用地排放废水和固废等。	符合
8	产生危险废物的单位，应当按照国家规定和生态环境保护标准的要求贮存、利用、处置危险废物。	本项目运营期产生的危废贮存在站场的危废贮存库，危废贮存库将按照国家规定和生态环境保护标准的要求贮存、利用、处置危险废物。	符合
9	对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所，应当按照规定设置危险废物识别标志。	本项目危险废物贮存使用的容器、包装物和场所将按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设置危险废物识别标志	符合
10	排放工业噪声的企业事业单位和其他生产经营者，应当采取有效措施，减少振动、降低噪声。	本项目采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	符合
11	勘查、开采矿产资源，应当遵守本法和有关生态环境法律法规的规定，防止污染环境、破坏生态；应当采用先进适用、符合生态环境保护要求的技术、工艺、设备，不得使用国家明令淘汰的技术、工艺、设备。	本项目为陆地天然气开采，应严格遵守法典和有关生态环境法律法规的规定，禁止污染环境、破坏生态；本项目禁止使用国家明令淘汰的技术、工艺、设备。	符合

2.8.7 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

2.8.7.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。本工程对敏感区域及敏感目标进行避让，工程选址做到以下内容：

①新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；

②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；

③井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，缩减新建道路工程量，最大限度减少植被破坏；

④道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

⑤线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

⑥道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。

⑦本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围以内；

⑧本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

2.8.7.2 井场选址的环境可行性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013），井场选择原则：根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置；井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、海滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工；满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求；有利于废弃物回收处理、声光屏蔽等，防止环境污染；在选择井场时应考虑钻机井架和动力基础选在挖方处；在环境有特殊要求的井场布置时，应用切实的防护措施。

技术要求：油、气井井口距高线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危型场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。

井口距堤坝、水库的位置应根据国家水利部门的有关规定执行。

本项目利用原有井场 39 座，新建井场和扩建井场选址在矿区范围内，周围距离民宅、铁路、高速公路、学校、医院、大型油库等均满足技术要求，选址已避开不良地质地段，地势较为平坦，减少土方工程量；土地利用类型为裸地、天然牧草地、其他草地、内陆滩涂、河流、一般耕地（水浇地）、人工牧草地和有林地，未占用基本农田，符合生态环境分区管控要求。在加强管理，严格落实环保措施和生态恢复措施的前提下，工程建设对环境和生物多样性影响是在可接受的范围，井场选址符合环保要求。

2.8.7.3 集气站选址的环境可行性分析

煤层气集气站站址拟选择在拜城中区中段，根据拜城一期、拜城二期项目，拜城西区建设 1 座 48 万方集气增压脱水站，拜城中区西段建设 1 座 30 万方集气增压脱水站，根据本次实施井数，在拜城中区中段建设 1 座 30 万方集气增压脱水站，拜城中区东段布设井数较少，考虑第三方零散气回收。本次建设的集气增压脱水站可均衡拜城矿区集气负载，有助于平衡整个集气增压脱水站的压力。

煤层气集气站选址靠近气田中心，在矿区范围内，产品流向通顺、短捷，交通运输方便；厂址较为平坦的地区，减少土方工程量；土地利用类型为天然牧草地，未占用基本农田，周围 1km 范围内无村庄等敏感保护目标，符合生态环境分区管控要求。在加强管理，严格落实环保措施和生态恢复措施的前提下，工程建设对环境和生物多样性影响是在可接受的范围，场地选址符合环保要求。

2.8.7.4 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是集气支线、集气干线、输水支线、输水干线、外输输水管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型主要为无植被区、沙生针茅草原和天山猪毛菜荒漠，项目井场、站场、储水池及管线敷设不占用国家和自治区保护植物；

②本项目管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行，同时管线施工作业带宽度控制在 8m，严格控制土壤扰动面积；

③本项目管线建设距离气田道路均较近，项目区野生动物极少出入气田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响；

④管道穿越油区简易路采用顶管+套管方式，穿越完毕后恢复原有路面。穿越沥青路采用顶管方式。

⑤项目区年降蒸发量1538.5mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑地边梗，施工结束后尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合阿克苏地区生态环境分区管控的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重

大环境制约因素。

⑦项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。本工程无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

⑧本项目输气管线全长 54.7km，输水管线长度 187.87km，跨度较大，项目集气管线穿越河流道路 2 处，输水管线穿越河流 4 处，为尽量减少占地，本项目外输输水管线沿着已建的外输输气管线走向布设，已尽可能减少穿越河流的次数。

本项目在井位、站场、管线的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

3 建设项目概况及工程分析

3.1 现有工程开发回顾

3.1.1 开发现状

3.1.1.1 区块开发简况

根据建设单位提供资料，库拜区域现建成 46 座井场，钻井 351 口，其中探井 33 口，开发井 318 口，日产气量 185047m^3，已建 1 座 30 万方集气增压脱水站，在建 2 座 30 万方集气增压脱水站。集气干线 75.8km、集气支线 14.5km。

库车区域已建成平台 8 座，12 口井，集输管线 0km，日产气量 16420m^3；在建 1 座 30 万方集气增压脱水站。

本项目区为拜城矿区，开发简况如下：

拜城矿区目前已建井场 38 座，钻井 339 口，其中探井 33 口，开发井 306 口，总气量 168627m^3/d，已建 1 座 30 万方集气增压脱水站，在建 1 座 30 万方集气增压脱水站。集气干线 75.8km、集气支线 14.5km。

拜城区块中区已建井场 20 座，钻井 185 口，其中探井 9 口，开发井 176 口，总气量 144995m^3/d，已建 1 座 30 万方集气增压脱水站。集气干线 48.37km、集气支线 1.11km。

拜城区块西区已建井场 18 座，钻井 154 口，其中探井 24 口，开发井 130 口，总气量 23632m^3/d。集气干线 27.5km、集气支线 13.4km。

拜城区块东区为新区块，还未开发。

3.1.1.2 工作区排采现状

拜城矿区已有 45 口井进行排采生产，层位上以多层合采及水平井单采为主，井型以大斜度定向井、水平井为主。45 口井中 31 口定向井为合层排采，14 口水平井顺单一主力煤层排采。

表 3.1-1　拜城矿区生产/试验井排采成果表

井号	起始时间	煤层号	排采				排采结论
			排采方式	套压 MP	日产量		
					气 m^3/d	水 m^3/d	

井号	起始时间	煤层号	排采				排采结论
			排采方式	套压 MP	日产量		
					气 m^3/d	水 m^3/d	
BCS-1	2015/1/11	A_5+A_7	泵抽	3.40	4103	2.45	产气井
BCS-1D1	2016/4/4	A_5+A_6	泵抽	0.682	1174	0.06	产气井
BCS-1D2	2016/4/3	A_7/A_5	泵抽	0.604	1167	0.28	产气井
BCS-1D3	2016/4/8	$A_{10}+A_9A_7/A_6+A_5$	泵抽	1.957	1280	1.11	产气井
BCS-12	2016/12/25	$A_{10}/A_7/A_5$	泵抽	1.228	1075	1.53	产气井
BCS-15	2016/12/14	$A_5/A_7/A_8/A_{10}$	泵抽	1.057	965	4.22	产气井
BCS-22	2016/1/29	$A_{10}/A_7/A_6/A_5$	泵抽	1.754	2421	4.27	产气井
BCS-23	2016/2/1	$A_5/A_7/A_{10}$	泵抽	0.713	996	0.97	产气井
BCS-26	2016/2/27	$A_5/A_6/A_7/A_{10}$	泵抽	0.346	597	1.05	产气井
BCS-27	2016/12/13	A_5/A_{10}	泵抽	0.95	912	1.04	产气井
BCS-30L	2016/11/21	A_5	泵抽	1.073	5998	4.4	产气井
BS-4	2016/12/28	B_1	泵抽	1.182	227	2.89	产气井
拜 X5-1	2024/7/19	A_1+A_3	泵抽	0	0	39.9	排水降压
拜 X22-L1	2024/7/22	B_1	泵抽	0	0	58.9	排水降压
拜 X22-L2	2024/7/21	B_1	泵抽	0	0	56.2	排水降压
拜 Z10-L1	2025/1/7	A_5	泵抽	1.412	10126	4.11	产气井
拜 Z10-L2	2025/1/12	A_5	泵抽	0.845	13301	5.71	产气井
拜 Z10-L3	2025/1/12	A_5	泵抽	0.987	5189	3.89	产气井
拜 Z10-L4	2025/1/12	A_5	泵抽	1.079	9752	5.46	产气井
拜 Z10-L6	2025/1/7	A_5	泵抽	1.065	5555	4.38	产气井
拜 Z19-X1	2025/1/23	A_7+A_8	泵抽	0911	1051	41.25	产气井
拜 Z19-X2	2025/1/23	$A_5+A_7+A_{9-10}$	泵抽	0	0	438.39	排水降压
拜 Z19-X3	2025/1/22	$A_5+A_6+A_7$	泵抽	1.524	2043	12.37	产气井
拜 Z19-X4	2025/1/23	$A_5+A_7+A_{9-10}$	泵抽	1.784	6114	13.97	产气井
拜 Z19-L2	2024/7/26	A_5	泵抽	0.861	4143	35.67	产气井
拜 Z7-X1	2024/7/30	$A_5+A_7+A_{8-10}$	泵抽	0.759	5303	2.48	产气井

井号	起始时间	煤层号	排采				排采结论
			排采方式	套压 MP	日产量		
					气 m^3/d	水 m^3/d	
拜 Z7-L1	2024/7/26	A_5	泵抽	0.901	3114	4.32	产气井
拜 Z7-L2	2024/8/4	A_5	泵抽	0.962	12345	10.57	产气井
拜 Z7-L3	2024/7/29	A_5	泵抽	1.045	5178	4.54	产气井
拜 Z9-X1	2024/8/16	$A_5+A_7+A_{10}$	泵抽	1.111	4140	0.66	产气井
拜 Z9-L1	2024/8/20	A_5	泵抽	1.141	10172	3.97	产气井
拜 Z9-L2	2024/9/11	A_5	泵抽	0.507	7074	3.45	产气井
拜 Z21-X1	2025/4/12	A_5+A_7	泵抽	0.888	3046	40.88	产气井
拜 Z21-X2	2025/4/9	A5/A7/A9/A10	泵抽	1.299	2513	48.05	产气井
拜 Z21-X3	2025/4/7	A_5+A_7	泵抽	0.921	1593	33.29	产气井
拜 Z21-X4	2025/4/3	A_5	泵抽	1.064	1044	5.38	产气井
拜 Z21-X5	2025/4/11	A_7	泵抽	0.429	300	18.21	产气井
拜 Z21-X6	2025/4/5	A_5+A_7	泵抽	1.050	1083	73.83	产气井
拜 Z36-X1	2025/8/6	A5/A7/A9/A10	泵抽	0.729	0	8.14	
拜 Z36-3X	2025/8/6	A_5+A_7	泵抽	0.710	100	1.77	
拜 Z36-X2	2025/8/10	A5/A7/A9	泵抽	0.714	100	5.19	
拜 Z38-X1	2025/8/21	A5/A7/A9/A10	泵抽	0.065	0	53.54	
拜 X45-2X	2025/9/3	B1	泵抽	0	0	1.69	
拜 X45-X1	2025/9/3	B1	泵抽	0	0	18.83	
拜 X64	2025/9/12	B1	泵抽	0	0	0.23	

排采生产制度在排采初期采用定压排采，即保持井底压力的缓慢平稳下降，降低储层伤害，逐步扩展降压漏斗，提高单井卸压面积，以利于实现后期的高产和稳产。

3.1.1.3 排采工艺现状

目前煤层气井排水设备都是沿用油气行业的人工举升设备，主要为游梁式有

杆抽油泵、螺杆泵和电潜泵等几种举升设备。近年来射流泵以其独特的优势，在国内水平井应用广泛。

3.1.1.4 站场集输现状

本次项目煤层气集输部分可依托于拜城一、二期工程规划建设内容及库拜区域瓦斯治理一期工程规划建设内容。

拜城区块中区站场集输为：各井场煤层气→集气干线→中区 30 万方集气增压脱水站→初期制成 CNG 拉运外输。

拜城区块西区站场集输为：各井场煤层气→集气干线→西区 48 万方集气增压脱水站→初期制成 CNG 拉运外输。

3.1.1.5 电源现状

①拜城西区

拜城一期拜城西区建设 1 座 48 万集气增压脱水站、23 座平台井口（77 座单井），其中集气增压脱水站用电负荷约 7.15MW（低压负荷 2.2MW），井口负荷约 3.63MW。本次建设预计新增投产井 175 口，新增井口负荷约 8.25MW。本次建设区位于国网 110kV 铁热克变电站供电范围内，集气增压脱水站距离国网变电站约 1km，最远井口距离国网变电站约 17km，目前该变电站能满足本次用电要求，国网供电公司对接后暂定该变电站可以满足供电要求。

②拜城中区

库拜一期（拜城区域）在拜城中区西段设计建设 1 座 30 万集气增压脱水站、23 座平台井口（76 座单井），其中集气增压脱水站用电负荷约 4.55MW（低压负荷 1.14MW），井口负荷约 2.14MW。本次建设地点距离 35kV 亚新变电站约 23km，从亚新变电站已建的 10kV 架空一线不能满足需要，从国网 110kV 铁提尔变电站送出的 35kV 亚新线（采用 JL/G1A-185/30 ，该为 35kV 亚新变电站供电）距离本次建设区有 14km，35kV 亚新线供电容量可以满足供电要求。

拜城一期在拜城中区中段建设 1 座 30 万集气增压脱水站、5 座平台井口（21 座单井），其中集气增压脱水站用电负荷约 4.36MW，井口负荷约 0.92MW。本次建设地区约 8km 处有国网 35kV 米斯布拉克变电站，主变容量为 1×6300kVA，目前富余能力约 3.2MW，该变电站没有 35kV 出线间隔，且国网 35kV 线径小，距离长，该线路不能依托。该建设区域 5km 处有 1 座 110kV 变电站（属于煤矿

协会，但该变电站建设后没有投运），在 35km 处有 1 座地方变电站可利用。

库拜一期（拜城区域）在拜城中区东段建设 1 座 30 万 CNG 处理站、11 座平台井口（66 座单井），其中集气增压脱水站用电负荷约 4.55MW（低压负荷 1.14MW），井口负荷约 2.83MW。本次建设地点距离位于 35kV 亚新变电站供电范围内，本次井口电源可以依托已建 10kV 架空一线和 10kV 架空二线。

库拜二期（拜城区域）在中区中段建设 48 万方集气增压脱水站 1 座。中区整体新建/扩建 23 座平台，预计投产井数 153 口井，其中集气增压脱水站用电负荷约 7.15MW（低压负荷 2.2MW），新增井口负荷约 7.21MW。因钻井投产周期长，预计已建和待建设施利用率不足，新增设施暂可依托 35kV 亚新变电站以及地方变电站供电，待投产后根据实际需求在三期建设中新建 35kV 变电站。

③拜城东区

库拜二期（拜城区域）在东区建设 10 万方集气增压脱水站 1 座，新建 5 座平台，预计投产井数 22 口井，其中集气增压脱水站用电负荷约 1.47MW（低压负荷 0.41MW），新增井口负荷约 1.037MW。本区建设的拜东 1 井距库车区域设计建设区仅 10km，可利用库车区域已有电力设施，库车区域在建设地区中西部有国网 35kV 明矾变电站，国网供电公司对接后暂定该变电站可以满足供电要求。

3.1.1.6 给排水现状

（1）给水现状

统筹考虑三个区块的给排水由于集气增压脱水站距离城市较远，附近无可依托的给水系统，生产、生活用水采用水罐车拉水的方式。

（2）排水现状

站区附近无可依托的排水系统，故采用定期拉运的方式处理污水。

3.1.1.7 矿权登记情况

拜城矿区设置有 25 个煤炭采矿权，23 个煤炭探矿权，无煤层气矿业权设置，油气矿权全区重叠。

表 3.1-2　拜城矿区煤炭采矿权统计表

序号	项目名称	采矿权证编号	勘查单位	矿权单位名称
1	新疆拜城县顺发矿业有限公司顺发煤矿	6500000612867	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城县顺发矿业有限公司

序号	项目名称	采矿权证编号	勘查单位	矿权单位名称
2	新疆拜城县怡泽煤业有限公司怡泽煤矿	6500000512569	新疆煤田地质局 161 煤田地质勘探队	新疆拜城县怡泽煤业有限公司
3	新疆拜城县怡源煤矿	新国土资采预划[2004]99 号	新疆汇达矿产资源开发咨询有限责任公司	新疆拜城县怡泽煤业有限公司
4	新疆拜城县铁列克煤业有限公司宏远煤矿	6500000612713	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
5	新疆拜城县铁列克煤业有限公司宏鑫煤矿	6500000612712	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
6	新疆拜城县铁热克煤业有限公司东兴泰煤矿	6500000813086	新疆地质矿产局第八地质大队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
7	新疆国际煤焦化有限责任公司城镇煤矿自强平硐	6500000820191	新疆地矿局第二区调大队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
8	新疆拜城煤炭工业有限责任公司察尔齐煤矿西二井	6500000730656	新疆地矿局第二区调大队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
9	新疆拜城煤炭工业有限责任公司察尔齐煤矿东井	6500000780657	新疆地矿局第二区调大队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
10	新疆拜城县种羊场煤矿	6500008013162	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
11	新疆拜城县音西铁热克煤业有限公司音西铁热克厄肯煤矿	6500000412467	新疆煤田地质局 161 煤田地质勘探队	新疆永煤煤业有限责任公司
12	拜城县众维煤业有限公司众维煤矿	6500000612637	新疆地质矿产局第八地质大队	新疆永煤煤业有限责任公司
13	拜城县新兴矿业开发有限责任公司苏拉合马煤矿	6500000813045	新疆地质矿产局第八地质大队	拜城县新兴矿业开发有限责任公司
14	新疆拜城煤炭工业有限责任公司第一煤矿四号井	6500000813156	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
15	新疆拜城煤炭工业有限责任公司第一煤矿一号井	6500000730473	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
16	新疆拜城大宛其煤业有限责任公司煤矿	6500000612640	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城大宛其煤业有限责任公司
17	拜城温州矿业开发有限公司一矿三号井	6500000630195	新疆煤田地质局综合地质勘查队	拜城温州矿业开发有限公司
18	新疆拜城润华煤业有限公司拜城县润华煤矿	6500000612737	新疆地质矿产局第八地质大队	新疆拜城润华煤业有限公司
19	新疆拜城恒泰煤业有限公司恒兴煤矿	6500000612849	新疆地质矿产局第八地质大队	新疆拜城恒泰煤业有限公司
20	新疆拜城煤炭工业有限责任公司拜城县托克逊煤矿	6500000712982	新疆地矿局第二区调大队	新疆拜城县铁列克煤业有限公司
21	新疆拜城天辰矿业有限公司鑫源煤矿	6500000512614	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城天辰矿业有限公司
22	新疆国际煤焦化有限责任公司宏利煤矿	6500000822974	新疆地质矿产局第八地质大队	新疆国际煤焦化有限责任公司
23	新疆天然物业贸易有限公司拜城梅斯布拉克第一煤	6500000412390	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆天然物业贸易有限公司

序号	项目名称	采矿权证编号	勘查单位	矿权单位名称
	矿			
24	新疆天然物业贸易有限公司拜城梅斯布拉克第二煤矿	6500000412391	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆天然物业贸易有限公司
25	拜城温州矿业开发有限公司一矿东斜井	6500000630195	未提交过系统的地质报告	

表 3.1-3　拜城矿区煤炭探矿权项目一览表

序号	项目名称	探矿权证编号	勘查单位	矿权单位
1	新疆拜城县阿尔塔格煤矿预查	6500000610638	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆拜城县怡泽煤业有限责任公司
2	新疆拜城县库尔达克图至米吉克乡煤矿矿区普查	6500000621738	新疆汇达矿产资源开发咨询有限责任公司	新疆克州金鑫地质矿产勘查有限责任公司
3	新疆拜城煤田拜城县察尔齐煤矿详查	6500000614319	内蒙古自治区第五地质矿产勘查开发院	新疆新博能源投资有限责任公司
4	新疆拜城县索罕二区煤矿普查	6500000613862	内蒙古自治区第五地质矿产勘查开发院	拜城县会宁科技开发有限责任公司
5	新疆拜城县铁热克镇煤矿二工区普查	6500000732421	新疆煤田地质局156煤田地质勘探队	新疆一成投资有限公司
6	新疆拜城县苏杭河煤矿地质普查	6500000510238	新疆地质矿产局第八地质大队	新疆天辰矿业有限公司
7	新疆拜城县索罕一区煤矿普查	6500000613863	内蒙古自治区第五地质矿产勘查开发院	新疆兴宇矿业勘察技术服务有限责任公司
8	新疆拜城县亚吐尔乡煤矿区勘探	T651200802010002491	新疆地质矿产局第八地质大队	北京鹏城世纪经贸有限公司
9	新疆拜城县大宛其煤矿普查	6500000613864	新疆兴宇矿业勘察技术服务有限责任公司	新疆兴宇矿业勘察技术服务有限责任公司
10	新疆拜城县齐克勒克煤矿（A煤组）地质详查	6500000722536	新疆地质矿产局第八地质大队	新疆拜城天辰矿业有限责任公司
11	新疆拜城县阿依冬克档煤炭资源详查	T651200901010023826	新疆煤田地质局综合地质勘查队	新疆煤田地质局综合地质勘查队
12	新疆拜城县米斯布拉克煤矿普查	6500000614313	内蒙古自治区第五地质矿产勘查开发院	拜城县克达矿业有限责任公司
13	新疆拜城县梅斯布拉克三井田勘探	6500000711859	新疆地矿局第十一地质大队	新疆天然物产贸易有限公司
14	新疆拜城县阿尔布拉克怡林矿区煤炭资源地质普查	0100000730284	中煤一局	新疆拜城县怡泽煤业有限责任公司

序号	项目名称	探矿权证编号	勘查单位	矿权单位
15	新疆拜城县黑英山煤矿普查	6500000636225	新疆煤田地质局156地质勘探队	新疆和田天台实业有限责任公司
16	新疆拜城县库尔会洛克三区煤矿普查	6500000613844	内蒙古自治区第五地质矿产勘查开发院	新疆新博能源投资有限责任公司
17	新疆拜城县柯兰古塔格煤矿预查	6500000731523	新疆地质矿产局第八地质大队	库车市九荣路桥维修有限责任公司
18	新疆拜城县阿尔格敏煤矿勘探	6500000635888	新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队	新疆凯领投资有限公司
19	新疆拜城县阿尔果木一带煤矿预查	6500000610025	新疆地质矿产局第八地质大队	库车市九荣路桥维修有限责任公司
20	新疆拜城县黑英山乡依干都娃区煤炭资源普查	6500000612178	新疆煤田地质局综合地质勘查队	拜城县德统矿业发展有限责任公司
21	新疆拜城县库尔会洛克一区煤矿普查	6500000613842	内蒙古自治区第五地质矿产勘查开发院	福海县兴华矿业开发有限责任公司
22	新疆拜城县库尔会洛克二区煤矿普查	6500000613843	内蒙古自治区第五地质矿产勘查开发院	福海县兴华矿业开发有限责任公司
23	新疆拜城县（怡泽煤业有限公司）哈拉塔什怡泉矿区煤炭资源普查	6500000620603	中煤一局	新疆拜城县怡泽煤业有限公司

3.1.2 现有工程环保手续情况

阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司（以下简称“亚新公司”）目前在拜城矿区正在实施两期勘探、一期产能开发建设、二期产能开发建设、库拜区域（拜城区域）一期开发建设工程。勘探工程为2024年开始建设的《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目（前期勘探）》（以下简称“拜城一期勘探项目”）和《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目（前期勘探）》（以下简称“拜城二期勘探项目”）。一期产能建设工程为《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目》（以下简称“拜城一期开发项目”），《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目》（以下简称“拜城二期开发项目”）。库拜区域（拜城区域）一期开发建设为《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）》（以下简称“库拜区域（拜城区域）一期开发项目”）。根据调查及资料统计，目前区块现有环评手续和验收情况见表3.1-4。

表3.1-4　项目环保手续履行情况表

序	工程名称	主要建设内容	环评类	环评批复机	环评批复	项目实施	环保竣工

号			别	关、文号	时间	情况	验收批复机关、文号及时间
1	新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目（前期勘探）	计划在拜城矿区范围内布置井场16座，钻井36口，同时配套建设部分进场道路。	报告表	阿克苏地区生态环境局 阿地环审〔2024〕328号	2024年5月30日	已实施	正在组织验收工作
2	新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目（前期勘探）	计划在拜城矿区范围内布置井场16座，钻井16口，同时配套建设部分进场道路。	报告表	阿克苏地区生态环境局 阿地环审〔2024〕636号	2024年12月27日	已实施	正在组织验收工作
3	新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目	项目主要部署36口探转采产能井、建设16座标准化井场、新建2条集气干线和11条集气支线（长度合计26.5km）及1座煤层气集气站，相应建设供配电、给排水、供热、防腐、办公生活区等公辅工程，配套废气、废水、噪声、固废等污染防治和环境风险防范工程。项目建成后可新增煤层气开采产能28万立方米/天。	报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2025〕103号	2025年4月25日	部分已实施	正在组织分批验收工作
4	新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目	在拜城矿区部署112口煤层气产能井及地面工程；新建集气干线4条，集气支干线2条，集气支线21条，管线全长78.86km；新建1座煤层气集气CNG处理站及1座集气增压站，相应建设供配电、给排水、供热、防腐、办公生活区等辅助工程。	报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2025〕174号	2025年7月18日	正在实施	/
5	新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）	本项目在拜城矿区部署116口煤层气产能井及地面工程，其中在已建的30座井场中加密部署92口井，新建13座井场和24口产能井，新建集气干线3条、集	报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2025〕248号	2025年10月24日	正在实施	/

		气支干线 1 条、集气支线 10 条，管线全长共计 31.504km。在拜城矿区西区集气 CNG 处理站内建设一套处理能力 28 万立方米/天的煤层气处理装置，中区增建 2 座处理能力均为 30 万立方米/天的集气增压脱水站。					

3.1.3 本次利用原井场概况

本次利用原有井场 39 座，井场现状具体见表 3.1-5。

表 3.1-5　利用原有井场 39 座基本情况统计表

区域	平台	已建井数	已建井号	依托性	本次增加井号
中区西段	拜 Z3	7	拜 Z3-X1、拜 Z3-X2、拜 Z3-X3、拜 Z3-L1、拜 Z3-L2、拜 Z3-L3、拜 Z3-L5	利用原井场	拜 Z3-7L
	拜 Z4	9	拜 Z4-X1、拜 Z4-X2、拜 Z4-X3、拜 Z4-L1、拜 Z4-L2、拜 Z4-L3、拜 Z4-L4、拜 Z4-L5、拜 Z4-L7	利用原井场	拜 Z4-9L
	拜 Z6	9	拜 Z6-X1、拜 Z6-L1、拜 Z6-L3、拜 Z6-L5、拜 Z6-L2、拜 Z6-L4、拜 Z6-L7、拜 Z6-L6、拜 Z6-L9	利用原井场	拜 Z6-3X、拜 Z6-5X、拜 Z6-L7、拜 Z6-L9、拜 Z6-6X、拜 Z6-7X、拜 Z6-8X
	拜 Z7	4	拜 Z7-X1、拜 Z7-L1、拜 Z7-L2、拜 Z7-L3	利用原井场	拜 Z7-10X、拜 Z7-11X、拜 Z7-12X、拜 Z7-6X、拜 Z7-7X、拜 Z7-8X、拜 Z7-9X、拜 Z7-X2、拜 Z7-13X、拜 Z7-14X
	新拜参 1	/	/	利用原井场	新拜参 1
中区中段	拜 Z8	5	拜 Z8-L1、拜 Z8-L3、拜 Z8-L4、拜 Z8-L5、拜 Z8-L6	利用原井场	拜 Z8-10L、拜 Z8-1X、拜 Z8-2L、拜 Z8-2X、拜 Z8-3X、拜 Z8-7L、拜 Z8-8L、拜 Z8-9L、拜 Z8-5X、拜 Z8-6X、拜 Z8-7X
	拜 Z65	/	/	利用原井场	拜 Z65-1X、拜 Z65-2L、拜 Z65-2X、拜 Z65-3X、拜 Z65-5X、拜 Z65-6L、拜 Z65-6X、拜 Z65-7X、拜 Z65-8L
	拜 Z59	/	/	利用原井场	拜 Z59-1X、拜 Z59-2L、拜 Z59-2X、拜 Z59-3L、拜

					Z59-3X、拜 Z59-5L、拜 Z59-5X、拜 Z59-6L、拜 Z59-6X、拜 Z59-8L、拜 Z59-10L、拜 Z59-7L
	拜 Z17	10	拜 Z17-X1、拜 Z17-X5、拜 Z17-X7、拜 Z17-X6、拜 Z17-X2、拜 Z17-X3、拜 Z17-X4、拜 Z17-X8、拜 Z17-9X、拜 Z17-10X	利用原井场	拜 Z17-14X、拜 Z17-15X、拜 Z17-16X、拜 Z17-18X、拜 Z17-17X、拜 Z17-19X、拜 Z17-20X、拜 Z17-21X、拜 Z17-22X、拜 Z17-23X、拜 Z17-24X、拜 Z17
	拜 Z22	/	/	利用原井场	拜 Z22-10X、拜 Z22-1X、拜 Z22-2X、拜 Z22-3X、拜 Z22-5X、拜 Z22-6X、拜 Z22-7X、拜 Z22-8X、拜 Z22-9X、拜 Z22-11X、拜 Z22-12X
	拜 Z47	/	/	利用原井场	拜中 47X、拜 Z47-1X、拜 Z47-2X、拜 Z47-3X、拜 Z47-5X、拜 Z47-6X、拜 Z47-7X
	拜 Z54	1	拜 Z54X	利用原井场	拜中 54X、拜 Z54-1X、拜 Z54-2X、拜 Z54-3X、拜 Z54-5X、拜 Z54-6X
拜西	拜 X1	/	/	利用原井场	拜 X1-1L
	拜 X5	1	拜 X5-1	利用原井场	拜 X5-1L、拜 X5-2X
	拜 X11	/	/	利用原井场	拜 X11-6X、拜 X11-7L
	拜 X41	2	X41-2X、X41-3X	利用原井场	拜 X41-4X、拜 X41-X1
	拜 X13	4	拜 X13-X1、拜 X13-X2、拜 X13-L1、拜 X13-L2	利用原井场	拜 X13-12X、拜 X13-5L
	拜 X14	8	拜 X14-X1、拜 X14-L1、拜 X14-L2、拜 X14-L3、拜 X14-3X、拜 X14-5X、拜 X14-7X、拜 X14-9X	利用原井场	拜 X14
	拜 X44	/	/	利用原井场	拜 X44-5X、拜 X44-X1
	拜 X18	8	拜 X18-X1、拜 X18-L1、拜 X18-L2、拜 X18-2X、拜 X18-6X、拜 X18-3X、拜 X18-4X、拜 X18-5X	利用原井场	拜 X18、拜 X18-4L、拜 X18-7X、拜 X18-8X

	拜X72	/	/	利用原井场	拜X72、拜X72-2L、拜X72-3X
	拜X22	8	拜X22-3X、拜X22-4X、拜X22-5X、拜X22-6X、拜X22-4L、拜X22-6L、拜X22-L1、拜X22-L2	利用原井场	拜X22、拜X22-2X、拜X22-3L、拜X22-3X、拜X22-4X、拜X22-7X、拜X22-8X、拜X22-9X
	拜X23	/	/	利用原井场	拜X23-1X、拜X23-2X
	拜X24	/	/	利用原井场	拜X24-1X、拜X24-2L、拜X24-2X
	拜X47	2	拜X47-2X、拜X47-1L	利用原井场	拜X47-1L、拜X47-3X、拜西47
	拜X39	9	拜X39-1、拜X39-8X、拜X39-2L、拜X39-X3、拜X39-2X、拜X39-4X、拜X39-5X、拜X39-6X、拜X39-7X	利用原井场	拜X39-1L、拜X39-1X
	拜X74	/	/	利用原井场	拜X74-1X、拜X74-2L
	拜X52	2	拜X52、拜X52-7X	利用原井场	拜X52-1L、拜X52-1X、拜X52-2X、拜X52-3X、拜X52-5X、拜X52-6X
	拜X55	/	/	利用原井场	拜X55-1L、拜X55-1X、拜X55-2X、拜西55
	拜西83	/	/	利用原井场	拜X83、拜X83-1X
	拜西79	/	/	利用原井场	拜X79C
	拜西78	/	/	利用原井场	拜X78-1X、拜X78-2X
	拜X45	5	拜X45-2X、拜Z45-X3、拜Z45-4X、拜Z45-6X、拜Z45-1L	利用原井场	拜X45-X1
	拜西46	/	/	利用原井场	拜西46X
	拜西56	/	/	利用原井场	拜西56X
	拜西63	/	/	利用原井场	拜西63X
	拜西68	/	/	利用原井场	拜西68X
	拜X69	/	/	利用原井场	拜西69
	拜	/	/	利用原	拜西70

	X70			井场	

注：/表示该平台还未开钻。

3.1.4 现有工程环境影响回顾

3.1.4.1 已完钻未验收勘探井项目环境影响回顾

根据《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目（前期勘探）环境影响报告表》（阿地环审〔2024〕328 号）、《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目（前期勘探）环境影响报告表》（阿地环审〔2024〕636 号），计划在拜城矿区范围内布置井场 32 座，钻井 52 口，同时配套建设部分进场道路。

钻井应严格按照环评报告和批复中的要求执行，本次评价引用相关环境影响报告中的结论进行环境影响分析。

（1）生态环境

生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点状分布，对土壤、野生植物和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。合理规划工程占地和施工场地，合理划分生活区和施工区，井场选址以及通井道路选线应尽可能避开植被覆盖度较高的区域。严格控制占地面积，禁止在施工场地外随意行车、乱碾乱压，尽量减少生态扰动面积。加强水土流失预防和管理工作，对场地采取平整、压实等措施防止水土流失。工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

（2）水环境

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、生活污水。钻井废水经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；压裂返排液经收集后回用，完井后送下一探井压裂使用，最终剩余压裂返排液排入收集罐中，用于其他井场压裂；井场生活污水经撬装式一体化污水处理设备处理，满足《农村生活污水处理排 放标准》（DB 654275-2019）表 2 农村生活污水处理设施出水用于生态恢复的污染物排放限值（日均值）C 级标准限值后用于荒漠生态恢复灌溉。

（3）固体废物

施工期固废主要是施工建筑垃圾、土石方、钻井岩屑、废防渗膜、废振动筛、废矿物油及含油废物、工人产生的生活垃圾等。钻井期岩屑收集暂存在井场岩屑

储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。废机油、废油桶、废防渗膜（沾油）等废弃物交由危险废物处理资质的单位处置；生活垃圾集中收集后清运至拜城县生活垃圾填埋场集中处置；建筑垃圾分类收集后外售回收单位处置；土方挖填基本平衡，不产生弃方；废振动筛由施工单位更换后集中收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

（4）大气环境

施工期对大气环境的影响主要为施工扬尘、运输车辆产生的少量施工车辆机械尾气、柴油储罐废气、发电机组废气、试采煤层气燃烧废气以及施工营地食堂油烟。项目施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

（5）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响。

（6）环境风险

施工期涉及的风险物质为矿物油和甲烷，环境风险潜势均为I。钻井过程中做好风险防范工作，严格落实风险防范措施，做好突发环境应急预案的修订、评估和演练，加大环境风险排查力度，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理。

在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可以接受的。

3.1.4.2 在建产能项目环境影响回顾

根据《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》（新环审〔2025〕248 号），拜城一期开发项目在拜城矿区部署 116 口煤层气产能井及地面工程，其中在已建的 30 座井场中加密部署 92 口井，新建 13 座井场和 24 口产能井，新建集气干线 3 条、集气支干线 1 条、集气支线 10 条，管线全长共计 31.504km。在拜城矿区西区集气 CNG 处理站内建设一套处理能力 28 万立方米/天的煤层气处理装置，中区增建 2 座处理能力均为 30 万立方米/天的集气增压脱水站。

钻井及站场施工和运行过程中应严格按照环评报告和批复中的要求执行，本次评价引用相关环境影响报告中的结论进行环境影响分析。

（1）生态环境

生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和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。由于项目区大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，对生态环境的影响有限。由于本区域的野生动物种类少，对野生动物的影响较小。

（2）水环境

施工期废水主要为施工废水、施工人员生活污水、管道试压废水。管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；施工废水经沉淀后用于施工场地抑尘；生活污水暂存在生活营地设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县污水处理厂处理。

（3）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成柴油和废水进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理污染土壤，交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（4）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废振动筛、废润滑油及油桶、沾油废防渗膜、含油抹布和劳保用品、生活垃圾和建筑垃圾，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；废振动筛清洗后外售；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。生活垃圾集中收集后清运至拜城县生活垃圾填埋场。沾油废防渗膜、废润滑油及油桶、含油抹布和劳保用品分别集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（5）大气环境

施工期废气主要为施工扬尘，施工机械废气及焊接废气，项目施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

（6）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响。

（7）环境风险

施工期涉及的风险物质为柴油及废润滑油，环境风险潜势均为I。油类泄漏导致进入土壤。泄漏物对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本报告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；泄漏事故发生时，及时、彻底清除被污染的土壤，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。

3.1.5 项目所在区域存在环境问题及“以新带老”改进意见

3.1.5.1 现存主要问题

（1）根据现场踏勘结果，井区部分井场临时占地植被尚未恢复。

（2）项目现有工程未开展竣工环境保护验收。

3.1.5.2 整改建议措施

（1）参照《矿山生态环境保护与恢复治理方案编制导则》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求，制定完善的油区生态环境保护和恢复治理方案并严格落实。

（2）项目现有工程应根据完成情况，尽快实施竣工环境保护验收工作。

3.2 本次工程基本情况

项目名称：新疆库拜区域瓦斯治理工程二期（拜城区域）

建设单位：阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司

项目性质：新建

建设地点：项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县拜城矿区。

产能规模：新建产能 $5.58\times10^{8}m^{3}/a$

主要建设内容：新钻井 362 口；新建（扩建）28 座井场（新建 24 座，扩建 4 座），利用原井场 39 座；新建储水池 3 座，新建集气支线 20.7km、集气干线

36.7km，输水管线 187.87km；电力线 71.5km；新建道路 28093m；拜城中区中段新建 1 座 30 万方集气增压脱水站。拜城东区及边缘井零散气回收（第三方）。同时配套建设相应的供配电、自动化控制、通信、给排水等附属设施工程。

产品：煤层气

建设周期：项目计划施工期为 2026 年 7 月至 2029 年 6 月

建设投资：项目建设总投资 318204.38 万元

3.3 拜城煤层气概况

3.3.1 拜城矿区范围

拜城矿区范围东西长约 161.70km，南北宽 3.3～16.38km，由 43 个拐点圈定，面积约 915km^2。

拜城西区位于天山中段南麓、塔里木盆地北缘，拜城煤田的西部，拜城县县城西北 30~40km。其西以铁列克河为界，东至苏杭河，东西长约 41km，南北宽 6km，面积 241.41km^2，总体走向呈北东向长条状。

拜城中区位于天山中段南麓、塔里木盆地北缘，拜城矿区的中部，拜城县县城北及东北部 30~60km。其西以苏杭河为界，东至梅斯布拉克河，东西长约 60km，南北宽约 4.5km，面积 279.51km^2，总体走向呈近东西向长条状。

拜城东区位于天山中段南麓、塔里木盆地北缘，拜城矿区的东部，拜城县县城北及东北部 60~80km。其西起梅斯布拉克河，东至拜城县边界，东西长约 40km，南北宽约 2~12km，面积 394.08km^2，总体走向呈近东西向长条状。

3.3.2 煤层气资源概况

本次拜城矿区侏罗系塔里奇克组和阳霞组煤层气资源量的估算，是基于《新疆拜城煤田煤层气资源勘查报告》对矿区内煤层气钻井、煤层气测井及各类测试化验数据，同时也借鉴了煤田钻孔和勘探成果。

拜城矿区煤层气地质储量计算基于工作区内煤层气钻井、煤层气测井及测试化验数据，同时借鉴了煤田钻孔和勘探成果，地质依据较充分，资源储量级别划分清楚、合理，储量计算可靠性较高。

依据体积法计算，拜城矿区煤层气田叠合含气面积约 198.84km^2，估算各类层气地质储量 471.66×10^{8}m^3，煤层气资源丰度为 2.37×10^{8}m^3/km^2。

根据储量规范，新疆拜城县拜城煤田拜城矿区中、西部是埋藏适中、中等丰度、大型煤层气田，是煤层气开发有利区，非常有必要开展瓦斯治理工作。

3.3.3 地质与气藏工程

3.3.3.1 区域地质概况

（1）区域地层

拜城煤田地层区划属塔里木-南疆地层大区（IV）、塔里木地层区（IV2）、塔里木地层分区（IV22）中的拜城地层小区（IV22-1）。

区域周围分布的地层有古生界二叠系，中生界三叠系，侏罗系、白垩系，新生界第三系和第四系，拜城矿区地层见表 3.3-1。

表 3.3-1　拜城矿区地层表

界	系	统	群	组	厚度（m）
新生界 KZ	第四系（Q）	全新统（Q_4）			
		中更新统（Q_2）			0-80
	第三系（R）	古始新统（E）	库姆格列木群（E_1 k）		>85
中生界 MZ	白垩系（K）	上统（K_2）		巴什基奇克组(K_2 *b*)	102.66-121.75
		下统（K_1）		巴西改组(K_1*b*)	340.32-383.53
				舒善河组(K_1*s*)	137.89-200.63
				亚格列木组(K_1*y*)	39.04-224.92
	侏罗系（J）	上统（J_3）		卡拉扎组(J_3*k*)	84.95-182.17
				齐古组(J_3*q*)	167.26-252.37
		中统（J_2）		恰克马克组(J_2*qk*)	87.89-215.00
				克孜努尔组(J_2*k*)	294.07-426.00
		下统（J_1）		阳霞组(J_1*y*)	434.16-649.62
				阿合组(J_1*a*)	306.55-380.00
				塔里奇克组(J_1*t*)	148.58-325.84
	三叠系（T）	上统（T_3）		郝家沟组(T_3 *h*)	266.85-457.35
				黄山街组(T_3*hs*)	300-400
		中统（T_2）		克拉玛依组(T_2 *k*)	>160
古生界 Pt	二叠系（P）	上统（P_2）	比尤勒包谷孜群（$P_2$by）		478-1542

（2）区域构造

拜城煤田位于塔里木盆地北缘，区域大地构造上处于塔里木-中朝板块（III），塔里木微板块（III_1），塔里木古陆（III_{1-2}），塔里木中央地块（III^5_{1-2}）北缘的库

车山前拗陷（塔北坳陷）中西部，为南天山山前前陆盆地，具有多旋回构造变动的特点。

拜城煤田总体构造形态为一向南倾斜的单斜构造，地层总体为近东西走向，向南倾斜，倾角一般 30°-85°局部地段直立倒转，具有东陡、西缓、中部直立倒转的变化规律。断层不发育。煤田范围较大的断层有拜城北部逆断层，位于煤田北部，走向近东西向，延续 78 余千米，断层面北倾，倾角 60°左右，断层北盘（上盘）为二叠系地层，南盘（下盘）为三叠系地层，断距大于 500m，对煤系地层没有影响。

拜城煤田位于天山地槽褶皱系与塔里木地台两个大地构造单元的结合部，北部的中高山区属天山地槽褶皱系，其余属塔里木地台。境内山前中生界分布区属于塔里木盆地北边的一个次级构造单元－库车山前中新生代坳陷。库车坳陷为一狭长的山间盆地，东西长约 400km，南北宽约 80km，盆地以北是由上古生界的变质安山岩、石英斑岩、花岗片麻岩等组成的中高山区，盆地内是以上古生界二叠系为基底，以中、新生界为盖层的中、新生代沉积坳陷，自早三叠世至第四纪中后期，连续接受沉积了厚度近万米的陆相碎屑岩建造，其中：中、下侏罗统为含煤建造，三叠系为含煤建造之沉积基底。整个沉积所形成的地层，在燕山和喜马拉雅构造运动期的南北向挤压应力作用下，发生了强烈的褶皱、断裂和上升剥蚀作用。区内总体构造形态为近东西走向，含煤地层为向南倾斜的单斜构造，倾角 30°-85°，东部库车市境内煤层倾角缓，有次一级的褶曲，拜城县境内地层倾角大。主干构造有：F1 逆断层，为区域性的大断裂，位于煤田以北，是煤田的边界断层；F2、F3 正断层，位于煤田以南，为区域性的深大断裂；乌迪克背斜和乌迪克向斜，位于煤田以南，属于大型褶皱，为含气构造。

3.3.3.2 煤系地层

拜城矿区地层从古生界到中、新生界均有分布，含煤地层主要为中生界侏罗系下统塔里奇克组、阳霞组、侏罗系中统克孜努尔组。整个侏罗系地层厚 1523.46－2369.8m，塔里奇克组平均厚 230.02m，阳霞组平均厚 533.16m，克孜努尔组平均厚度 387.49m。各含煤组厚度总体呈现出东厚西薄的变化趋势。

（1）塔里奇克组

煤层多产于塔里奇克组下部及上部。岩性主要由河流相、湖泊相、沼泽相灰

色-灰白色石英砂岩、粗砂岩、砂砾岩、细砂岩、粉砂岩及煤层组成，地层厚度148.58-281.84m，平均地层厚度230.02m，含煤层2-15层，编号为A_1-A_{15}，单层煤层层厚为0.09-25.10m，含夹矸0-3层，煤层结构简单至中等，煤层平均总厚28.99m，含煤系数为12.60 %。可采煤层平均总厚26.76m，含煤系数为11.63%。其中大部可采和零星可采煤层9层（A_1、A_3-A_{10}），不可采煤层6层（A_2、A_{11}-A_{15}），平均厚度2.23m。

（2）阳霞组

主要岩性为一套湖相碎屑岩－细碎屑岩沉积。主要为灰白色石英砂岩夹粗砂岩、细砂岩，顶部为碳质泥岩，地层厚度434.16-649.62m，平均厚度533.16m，含煤1-6层，B_1-B_6，其中可采煤层3层，为B_1、B_2、B_3（局部可采），可采煤层分布在拜城西区顺发煤矿、宏远煤矿、东兴泰煤矿和中区的梅斯布拉克（原老虎台煤矿）、舒善河亚吐尔煤矿一带，其它地区不发育，多为碳质泥岩夹煤线。煤层单层厚度0.05-5.61m，平均总厚4.03m，含煤系数为0.76%；平均可采总厚2.31m，含煤系数为0.43%。含夹矸1-2层，简单结构。各煤层以层状产出。煤层数和厚度的变化大，仅在拜城矿区局部地段可采。薄煤层一般为结构简单或较简单的煤层。

（3）克孜努尔组

本组煤层在拜城矿区均发育，主要出露于拜城西区，呈东西条带状。为河流相、湖泊相、沼泽相、泥炭沼泽相沉积，岩性以灰绿色-灰黑色粉砂岩及灰黄色、灰白色粗砂岩，石英砂岩为主，夹泥岩和碳质泥岩。地层厚度265.0-860.0m，平均厚度487m。下部含煤，定名为C煤组，拜城矿区内含煤4层，自下而上编号为C_1、C_2、C_3、C_4，其中C_2为局部可采煤层。煤层厚度0.57-3.15m，平均总厚度2.14m，含煤系数为0.52%。矿区范围内只有拜城西区宏远煤矿、宏鑫煤矿出露较好，大部可采，其它地区煤层不发育，有煤层层位，不可采，煤层结构简单，为局部分布零星可采的较稳定煤层，含夹矸0-2层，夹矸厚度0.15-1.22m，平均厚度0.45m。

3.3.3.3 主力煤层及其分布特征

库车—拜城山前坳陷近东西向展布，侏罗系含煤地层主要分布于拗陷的北部。拜城矿区主要发育塔里其克组A组煤、阳霞组B组煤。

3.3.3.4 煤层埋深

本区煤层受区域构造的控制特征明显，煤层属急倾斜的单斜煤层，矿区内煤层埋深变化在平面上具有较为明显的规律。

区内煤层在井田北部有煤层露头，浅部煤层气可通过煤层露头释放到大气中，使得浅部煤层气含量和甲烷组分降低，存在煤层气风氧化带。根据本区前期瓦斯（煤层气）地质的研究成果，基于多组瓦斯（煤层气）成分数据分析，本区瓦斯（煤层气）风氧化带的深度一般在 100-300m，前期研究以煤层埋深 200m 深度定为风氧化带底深。通过近期实钻井研究成果，根据甲烷>80%，瓦斯含量>2.0m^3/t，判断拜城西区风氧化带底界在 700m 左右，本次研究拜城西区以煤层埋深 700m 深度定为风氧化带底深。

由煤层露头向南，由于煤层倾角较大，煤层埋深急剧增大，在垂直煤层走向方向上跨度约 0.5-3.0km 的宽度内，煤层埋深由 200m 增加至约 3000m。鉴于本区 2000m 以深煤层气钻井逐步增多，本次研究的深度上限暂定为 3000m 左右，即大致以-1000m 煤层底板标高为界。

从垂向上看，区内各主力煤层埋深的变化趋势基本一致，煤层埋深整体呈北浅南深；局部如拜城中区中部，煤层倒转，表现为北深南浅。平面上各煤层因煤层露头位置的不同，在区内分布范围上稍有变化，A 煤组、B 煤组依次由北向南方向梯次分布，A 煤组露头与 B 煤组相距约 500-1800m。

区内地质构造较简单，煤层底板起伏不大，但在煤层走向方向上，由于各地所受剥蚀程度不一，地形随剥蚀程度大小有一定的起伏，对煤层埋深的变化造成一定影响，地势高处，煤层埋藏相对较深，地势低处，煤层埋藏相对较浅。

3.3.3.5 煤层构造特征

拜城矿区位于库-拜煤田的中部，其总体构造形态为一向南倾斜的单斜构造，地层总体为近东西走向，向南倾斜，倾角一般 30°-85°局部地段直立倒转，具有东陡、西缓、中部直立倒转的变化规律，断层总体不发育。

拜城西区构造较为单一，呈简单的向南东倾斜的单斜构造，未发现明显的断裂构造，地层走向呈北东向 55-35°，平均 40°左右，至东缘变化为近东西向，地层倾角一般 40°左右，向深部或盆地方向倾角变缓。西区平面上，东兴泰煤矿大致处于西南段陡斜带与东北段缓斜带的转换部位。陡斜带呈简单、稳定、规则的

单斜构造，地层倾角由约 55°逐渐变小至约 40°；缓斜带倾角缓，走向方向上地层呈缓波状起伏的单斜构造，地层倾角由约 40°变小至 20°，后在东北缘苏杭河煤矿增至 55-68°。由陡斜带至缓斜带，地层走向由北东向 52°逐渐变化至东缘的近东西向。含煤地层及煤层沿走向、倾向角度变化不大，煤层产状较稳定，局部有小型的“S”型褶皱或挠曲，没有大的断层，小型断层构造线的方向多与走向相交或近于垂直，规模不大，多为压扭性，长度都在 100-250m 之间，断距数米-数十米，对地层形态影响较小，构造复杂程度相对简单。

拜城中区地层走向呈近东西向、向南倾斜的急倾斜构造，倾角一般 60-90°，局部直立倒转（温州矿业中东部至托克逊煤矿东部），向深部或盆地方向倾角变缓。由东至西，地层走向总体呈向南突出的长弧形，由西段南东东向（东偏南 20°至 5°）逐渐过渡为中段近东西向（东偏南 5°至东偏北 5°），再向东过渡为北东东向（东偏北 5°至东偏北 20°）。地层倾角在东西方向上也呈现出一定的变化规律，即东西两侧倾角较中部偏低，中段温州矿业中东部至托克逊煤矿东部区间为地层倒转区域，再向东至宏利煤矿，地层倾角为 80°-90°的急倾斜段，向西及向东地层倾角逐渐变小至 70°-60°之间。含煤地层及煤层沿走向、倾向角度变化不大，煤层产状较稳定，具有小型的“S”型褶皱或挠曲，没有大的断层，东段断层构造略发育，以小型正断层和平移断层为主，构造复杂程度属于中等。

拜城东区没有基岩出露，勘查程度低，属于预查阶段。地层走向变化大，北东向-近东西向。地层倾角较缓 30°左右，断层不发育。

3.3.3.6 煤层含气性

拜城矿区煤层气含量测试结果见表 3.3-2。

表 3.3-2　拜城矿区瓦斯（煤层气）测试成果表

位置	标高（m）	埋深（m）	瓦斯含量（m^3/t）
梅斯布拉克煤矿实测	1818	132	6.29
梅斯布拉克煤矿 2-1 孔	1661	385	7.2
弘利煤矿实测	1915	115	5.59
鑫源煤矿	2050		3.82
温州煤矿实测	2120	80	5.341
大宛其煤矿实测	2000	200	6.46
一矿四号井	2100		4.8
苏杭河煤矿实测	2043		2.47
宏鑫煤矿	1633	167	4.83（反演）

位置	标高（m）	埋深（m）	瓦斯含量（m^3/t）
宏远煤矿	1674	126	4.02（反演）
怡泽煤矿	1737	63	3.58（实测）

（1）煤矿瓦斯（煤层气）含量实测数据

根据煤田地质勘探期间所作瓦斯（煤层气）地质相关资料及矿井瓦斯（煤层气）地质编图期间所做的实测瓦斯（煤层气）含量所得数据，拜城中区浅部煤层瓦斯（煤层气）测试主要成果见表 3.3-3（由东至西）。

在进行全疆瓦斯地质图编制工作时，对拜城中区部分矿井进行了井下瓦斯（煤层气）样的采取测试工作。通过实测值，发现煤田地质勘探期间测试的瓦斯（煤层气）数据普遍偏低，进行修正后，瓦斯（煤层气）数据如表 3-18 所示（由东至西）。

表 3.3-3　瓦斯（煤层气）含气量测试（修正）成果

矿井名称	平均瓦斯含量（m^3/t）
梅斯布拉克煤矿	8.5
弘利煤矿	9
鑫源煤矿	10.5
恒兴煤矿	10
润华煤矿	9
一矿三号井	7.5
大宛其煤矿	7
众维煤矿	13
音西铁热克煤矿	9
弘扬煤矿	8.5
城镇煤矿	9.5
东兴泰煤矿	6.5
宏鑫煤矿	6
宏远煤矿	6
顺发煤矿	8.5
怡泽煤矿	6.5

（2）煤层气参数井实测数据

表 3.3-4　拜城矿区煤层气参数井含气量测试成果统计表

井名	煤层号	埋深（m）	含气量（m^3/t）
BCS-1	A_7	920	8.03
BC-7	A_9	350.41	1.91
	A_8	376.06	2.92
	A_7	536.25	6.46
	A_5	585.5	5.55
	A_3	686	5.59

井名	煤层号	埋深（m）	含气量（m^3/t）
BCS-12	A_8	760.88	7.27
	A_7	779.58	6.46
	A_6	805.41	6.68
	A_5	824.4	9.08
BCS-15	A_5	599.75	7.58
	A_7	646.88	10.58
	A_8	719	6.80
	A_{10}	750.25	13.18
BCS-22	A_{10}	912.5	11.15
	A_9	926.5	6.65
	A_8	944.7	8.71
	A_7	1023.75	11.81
	A_6	1045	14.47
	A_5	1061.5	11.49
BCS-23	A_5	954.16	8.57
	A_7	977.2	11.35
	A_8	1030.1	6.32
	A_{10}	1046.8	9.97
BCS-26	A_5	894.19	7.37
	A_6	901.2	8.57
	A_7	913	11.05
	A_8	944.1	3.77
	A_9	955.9	8.89
	A_{10}	963.2	9.29
BCS-27	A_5	822.29	6.65
	A_7	838.6	8.16
	A_9-A_{10}	918.4	8.69
拜 Z15-X1	A_5	1396.30	8.81
	A_5	1877.3	8.13
	A_7	1428.3	6.57
	A_9	2414.0	5.4
拜 Z16-X1	A_5	1445.0	12.84
拜 Z18-X1	A_5	907.4	2.45
	A_7	935.5	6.99
	A_8	980.0	5.6
拜 Z20-X1	A_5	881.7	3.62
拜 Z21-X1	A_5	502.6	8.62
	A_5	723.5	6.41
	A_8	578.55	3.32
拜 Z45-X1	A_7	1833.45	4.62
	A_5	1876.3	8.85
	A_3	1907.04	7.48

井名	煤层号	埋深（m）	含气量（m^3/t）
拜 Z38-X1	A_5	1608.71	6.43

3.3.3.7 煤层气成分

（1）拜城中区

通过测试，该区主力煤层的气体组分具有典型中低煤阶煤层的煤层气气组分特征，以 CH_4 为主，CO_2 及 N_2 次之，其他气体含量较少。

表 3.3-5　拜城中区 A 组煤瓦斯浓度测试统计表

矿区	孔号/井号	采样深度	瓦斯含量	瓦斯成分（%）		
		（m）	（m^3/t）	CH_4	CO_2	N_2
苏杭河煤矿	ZK4-1	154.9	3.006	96.62	0.68	2.7
	ZK4-1	247.3	1.586	82.81	1.65	15.54
	ZK4-2	291	1.36	93.56	6.44	0
梅斯布拉克矿区	2-1	238.36	2.647	59.1	0.74	40.16
	8-2	257.04	7.401	98.41	1.47	0.12
	2-1	304.66	7.197	86.12	2.23	11.65
	2-1	334.22	3.238	50.35	12.48	37.17
	2-1	238.37	2.647	59.1	0.74	40.16
	2-1	334.22	3.238	50.35	12.48	37.17
	12-1	328.8	4.326	78.4	13.44	8.17
	13-2	405.83	10.988	74.99	10.95	14.08
	12-1	281.34	1.168	43.73	6.22	50.06
	1-2	158.33	3.172	85.16	27.37	62.92
	13-2	320.95	2.331	43.73	54.19	2.09
温州煤矿	BCS-1 井 A_{9-10}	737.9	5.25	94.23	3.43	2.25
	BCS-1 井 A_8	804.8	3.66	88.65	1.33	9.88
	BCS-1 井 A_7	955.3	8.03	85.6	1.96	12.19
	3-1 孔	219.3	3.459	64.74	0.19	35.07
	7-1 孔	361.7	5.549	42.07	2.9	55.03
阿依冬可档	0-1	155	2.609	38.03	0.23	61.74
	0-1	455	2.826	89.92	0.08	10
黑英山矿区	BC-1 井 A_{5-1}	831.99	2.91	80.96	0.59	18.45
	BC-1 井 A_{5-2}	839.02	3.79	80.04	0.67	19.30
	BC-1 井 A_4	861.90	2.56	77.53	0.94	21.53
拜城中区	拜 Z15-X1 井 A_5	1396.30	8.81	94.4	3.05	2.08
拜城中区	拜 Z15-X1 井 A_5	1877.3	8.13	92.48	2.72	0.4
拜城中区	拜 Z15-X1 井 A_7	1428.3	6.57	94.14	2.8	0.41
拜城中区	拜 Z15-X1 井 A_9	2414.0	5.4	88.30	1.23	5.32
拜城中区	拜 Z16-X1 井 A_5	1445.0	12.84	91.86	1.92	5.93
拜城中区	拜 Z18-X1 井 A_5	907.4	2.45	80.72	0.42	18.25
拜城中区	拜 Z18-X1 井 A_7	935.5	6.99	97.24	1.86	0.82

拜城中区	拜 Z18-X1 井 A_8	980.0	5.6	93.57	2.76	3.63
拜城中区	拜 Z20-X1 井 A_5	881.7	3.62	83.95	1.03	9.64
拜城中区	拜 Z21-X1 井 A_5	502.6	8.62	95.07	2.98	1.21
拜城中区	拜 Z21-X1 井 A_5	723.5	6.41	95.00	2.35	1.63
拜城中区	拜 Z21-X1 井 A_8	578.55	3.32	73.84	2.87	22.82
拜城中区	拜 Z45-X1 井 A_7	1833.45	4.62	89.47	5.01	4.77
拜城中区	拜 Z45-X1 井 A_5	1876.3	8.85	86.38	12.92	0.34
拜城中区	拜 Z45-X1 井 A_3	1907.04	7.48	86.69	12.13	0.33
拜城中区	拜 Z38-X1 井 A_5	1608.71	6.43	94.86	4.21	0.49

由以上数据可以看出，工作区 CH_4 浓度均在 95%以上，CO_2、N_2 浓度均较低，显示了 CH_4 浓度高的特征。

（2）拜城西区

表 3.3-6　拜城西区主力煤层瓦斯成分测试分析表

矿区	孔号	采样深度（m）	瓦斯含量（cm^3/g）	瓦斯成分（%）		
				CH_4	CO_2	N_2
东兴泰煤矿	ZK201	317	2.427	52.43	0.77	46.8
	ZK301	277	4.344	29.07	0.56	70.37
	ZK302	530	3.437	42.12	0.6	57.28
	ZK201	488	2.721	60.26	0.48	39.26
	ZK301	450	1.272	51.93	0.47	47.6
	ZK302	701	1.747	89.26	0.06	10.68
	ZK501	593	1.53	75.31	0.28	24.41
	ZK801	449	2.086	33.2	2.72	64.08
怡泽矿业	BC-4 井 C_2	849.59	21.15	95.26	1.03	3.65
	BC-4 井 B_1	969.5	20.15	97.85	0.87	1.28
拜城西区	拜 X3-1 井 A_3	1673	27.09	95.68	0.39	3.67
	拜 X3-1 井 A_1	1755	26.19	97.33	0.4	1.96
	拜 X5-1 井 A_3	1074	26.25	88.78	1.02	9.54
	拜 X5-1 井 A_1	1169	19.64	85.55	1.36	12.76
	拜 X22-X1 井 A_3	1780.7	13.87	94.13	2.24	3.34
	拜 X1-1 井 A_3	1357.35	10.61	96.6	2.48	0.52
	拜 X1-1 井 A_1	1464.7	6.98	84.79	0.79	14.05
	拜 X11-1 井 B_1	1044	9.005	98.05	1.82	0.06
		1050.95	19.845	97.39	1.73	0.8
		1219.15	17.835	98.59	0.92	0.44
	拜 X13-1 井 B_1	904.55	6.005	98.25	1.19	0.51
		1444.2	11.195	97.46	1.57	0.29
		1445.6	7.245	98.47	1.23	0.23
	拜 X19-1 井 B_1	1153.7	24.65	97.06	1.96	0.94

3.3.3.8 煤层气资源/储量

（1）地质储量估算

拜城工作区全区探获各类煤层气资源储量总计 471.66×$10^8$$m^3$。地质储量规模达到大型。按区块划分：西区总资源储量 114.79×$10^8$$m^3$，中区总资源储量 356.87×$10^8$$m^3$。按级别分：探明地质储量 197.89×$10^8$$m^3$，控制地质储量 114.10×$10^8$$m^3$，预测地质储量 159.67×$10^8$$m^3$。

拜城工作区内探明储量按照 50%的采收率，对区内含气量下限深度至垂深 2000m 的西区、中区两个煤层分别进行探明储量计算。其计算结果如下：

①西区探明储量有效含气面积为 30.18km^2（平面投影），探明地质储量 28.64×$10^8$$m^3$，技术可采储量 14.32×$10^8$$m^3$。

②中区有效含气面积为 78.42km^2（立面投影），探明地质储量 169.25×$10^8$$m^3$，可采储量 84.63×$10^8$$m^3$。

统计上述计算结果，工作区探明地质储量范围内，新增煤层气探明地质储量为 197.89×$10^8$$m^3$，技术可采储量 98.95×$10^8$$m^3$。

表 3.3-7　目的煤层分煤层、分级别煤层气储量汇总表（×$10^8$$m^3$）

区块	煤层号	探明地质储量	控制地质储量	预测地质储量	小计
西区	Al+2	14.95	7.69	15.29	37.93
	A3	7.54	5.64	12.37	25.55
	B1	6.15	7.19	37.97	51.31
	小计	28.64	20.52	65.63	114.79
中区	A5	78.8	44.21	41.53	164.54
	A6+7	44.35	26.17	22.77	93.29
	A8+9+10	46.1	23.20	29.74	99.04
	小计	169.25	93.58	94.04	356.87
合计		197.89	114.1	159.67	471.66

（2）煤层气资源储量评价

本次拜城工作区煤层气地质储量计算基于工作区内煤层气钻井、煤层气测井及测试化验数据，同时借鉴了煤田钻孔和勘探成果，地质依据较充分，资源储量级别划分清楚、合理，储量计算可靠性较高。

本次依据体积法，拜城矿区煤层气田叠合含气面积约 198.84km^2，估算各类层气地质储量 471.66×$10^8$$m^3$，煤层气资源丰度为 2.37×$10^8$$m^3$/$km^2$。

根据储量规范，新疆拜城县拜城煤田拜城矿区中、西部是埋藏适中、中等丰度、

大型煤层气田，是煤层气开发有利区，非常有必要开展瓦斯治理工作。

（3）拜城东区煤层气资源情况补充说明

拜城东区暂未查询到煤层气资源申报结果。根据新疆煤田地质局综合地质勘查队 2009 年 5 月编制的《新疆拜城煤田拜城县铁列克矿区地质勘查总结报告》成果，拜城东区 A_1-A_4 煤层 1000 米以浅煤炭资源量 73894 万吨。参考邻近拜城中区煤层气含量，取加权平均值 7.8m^3/t，估算拜城东区 A_1-A_4 煤层 1000 米以浅煤层气资源量约为 57.64×$10^8$$m^3$。

3.3.4 气质组分

根据拜城中区主力煤层的气体组分具有典型中低煤阶煤层的煤层气气组分特征，以甲烷为主，二氧化碳含量其次，其他气体含量较少。

表 3.3-8　拜城区块中区煤层气组分分析表

组分	甲烷（CH_4）	二氧化碳（CO_2）	氮气（N_2）	氧气（O_2）	C2+
含量	96.3%	1.11%	0.98%	0.17%	1.44%

注：组分来源：业主提供。

表 3.3-9　拜城区块西区煤层气组分分析表

组分	甲烷（CH_4）	二氧化碳（CO_2）	氮气（N_2）	氧气（O_2）	C2+
含量	95.43%	1.03%	1.61%	0.31%	1.62%

注：组分来源：业主提供。

3.4 工程组成

根据地质方案，新钻井 362 口，其中探井 17 口，评价井 1 口，参数井 3 口，开发井 341 口，新建/扩建井场 28 座，利用原井场 39 座。新建产能 5.58×$10^8$$m^3$/a。新建 3 座储水池，新建集气干线 36.7km、集气支线 20.7km，新建输水管线 187.87km，新建电力线 71.5km，新建道路 28093m。拜城中区中段新建 1 座 30 万方集气增压脱水站。拜城东区及边缘井零散气回收（第三方）。配套建设相关供配电、自动化控制、通信、给排水等附属设施工程。

本项目钻井及集输工程主要工程组成见表 3.4-1、集气增压脱水站主要工程组成见表 3.4-2。

表 3.4-1　本项目钻井及集输工程主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容	备注
主体工程	钻前工程			钻井前准备工作，包括进场道路建设、井场平整、设备基础修建等，均在井场临时占地范围内实施。	新建
	钻井工程		362 口	新钻 362 口井，其中采气井 341 口，参数井/探井/评价井 21 口。新建（扩建）28 座井场，新建 24 座，扩建 4 座，利用原井场 39 座。钻井总进尺 775073m，最大产能 $5.58\times10^8m^3/a$，钻井施工 629d，地面工程施工 465d，累计施工 1094 天，施工人数为 25 人。本项目采用水基钻井液。	新建
	储层改造工程	射孔		采用泵送桥塞-射孔联作工艺进行分段压裂施工，射孔方式采用电缆传输。	新建
		压裂		本项目压裂液采用活性水和活性水+滑溜水，支撑剂主要选用 70/140 目、40/70 目、30/50 目、20/40 目石英砂（承压≥28MPa）。	新建
	天然气集输工程	集气支线	20.7km	拜城区块新建集气支线 20.7km，其中拜城西区 15.6km，拜城中区 5.1km。采用 dn250 SDR11 PE100 PE 管，埋地敷设，管底埋深-1.5m。	新建
		集气干线	36.7km	拜城区块新建集气干线 36.7km，其中拜城西区 19.2km，拜城中区 17.5km。采用 dn315/400 SDR11 PE100 PE 管，埋地敷设，管底埋深-1.5m。	新建
		零散气回收	8 处	本项目设 8 处零散气回收点，拜城西区在拜西 69、拜西 70 设第三方零散气回收点；中区东段在拜 Z45、拜 Z47、拜 Z54 井场设第三方零散气回收点；在拜东区域拜东 1、拜东 2、拜东 5 设零散气回收点。零散气回收采用 CNG 回收，由 CNG 槽车拉运至相应的集气增压脱水站进行增压脱水处理。	第三方建设运营
	输水管线集输工程	输水支线	25.42km	新建排采池至储水池输水支线 25.42km，采用柔性复合管，埋地敷设，管底埋深-1.5m。	新建
		输水干线	53.32km	新建排采池至储水池输水干线 53.32km，采用柔性复合管，埋地敷设，管底埋深-1.5m。	新建
		外输输水管线	109.13km	新建储水池至拜城产业园区污水处理厂外输输水管线 109.13km，采用柔性复合管，埋地敷设，管底埋深-1.5m。	新建
		储水池	3 座	新建储水池 3 座，1#储水池容积 3 万 m^3，2#储水池容积 3.2 万 m^3，3#储水池容积 5.5 万 m^3	新建
	穿越工程	集气管线	道路	本项目新建集气管线穿越气田道路 6 处，单次穿越长度 24~48m，穿越宽度 8m，穿越方式为顶管+套管穿越。	/
			河流	本项目新建集气管线穿越河流道路 2 处，单次穿越长度 80~100m，穿越宽度 8m，穿越方式为大开挖穿越。	/
		输水管线	道路	本项目新建集气管线穿越气田道路 20 处，单次穿越长度 24~48m，越宽度 8m，穿越方式为顶管+套管穿越。	/
			河流	本项目新建输水管线穿越河流 4 处，单次穿越长度 50~150m，穿越宽度 8m，穿越方式为大开挖穿越。	/

类别	名称		工程量	建设内容	备注
公用工程	供配电		新建 10kV 电力线 71.5km 为项目区和电动钻井负荷提供电源。采用架空线路、电杆架设（含底盘、卡盘）；无组立铁塔，无浇筑铁塔水泥基座。		新建
	供水		本项目施工期所需新鲜水通过从附近村镇拉运取水或取用附近地表水（办理相关取水许可证）形式供给。		依托
	供热		运营期井口加热采用电加热。		/
辅助工程	道路		新建 27839m 的砂石道路，路面宽度为 6.5m，采用砂石路面。		新建
	生活营地		新建 3 处生活营地，单座占地面积 1500m^2。		新建
	危废贮存点		本项目施工期单井各建设一处危废贮存点，占地面积约 4m^2，贮存施工期产生的危险废物。		新建
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。		/
			焊接废气：使用国家合格焊条产品，间歇性少量排放。		/
			柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国家标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。		/
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。		/
		运营期	无组织排放的非甲烷总烃：本项目采用密闭集输工艺，集输过程无组织排放，加强巡检及设备的维护、检修。		新建
	废水	施工期	压裂返排液：收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用。		新建
			管道试压废水：采用中性洁净水，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘。		/
			施工生活污水：暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理。		依托
		运营期	井场排采水：由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理。		依托
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。		新建
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。		新建
	固废	施工期	钻井泥浆：水基泥浆采用固液装置分离后进罐回收，循环使用； 钻井岩屑：水基岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。		依托
			废振动筛：由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置。		依托
			废弃防渗膜、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品：暂存于井场的危废贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。		新建+依托
			施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。		/
			生活垃圾：集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理。		依托
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。		/
		运营期	清管废渣、废弃防渗膜、废润滑油、废油桶、含油抹布、劳保用品：暂存于站场的危废贮存库，定期委托有资质的单位处置。		依托
	环境风		①设置泄漏气体检测仪；②处理站设置消防设施，风向标、紧急集合点		新

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	险	等应急设施；③地面设置防渗及围堰。		建
	生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。		/
依托工程	48 万方集气增压脱水站	西区 48 万方集气增压脱水站还未开始建设，拜城区域会根据产量陆续考虑建设集气增压脱水站，本项目实施年限为三年，达产周期长且产量没有到位，环评要求项目需在依托的集气增压站建成后才可投入运营。		依托
	30 万方集气增压脱水站	中区西段 30 万方集气增压脱水站目前处于在建状态，预计 2026 年可建设完成，本项目实施年限为三年，达产周期长且产量没有到位，环评要求项目需在依托的集气增压站建成后才可投入运营。		依托
	拜城县产业园区污水处理厂	拜城产业园区污水处理厂位于拜城产业园区重化工业园区新区南部。远期设计处理规模 20000m^3/d，目前设计处理规模 10000m^3/d，实际处理水量 6000m^3/d，剩余处理量 4000m^3/d，本项目集气增压脱水站产生废水约 18.55m^3/d，井场排采水管输至园区污水处理厂设计 3800m^3/d，尚有富余量，依托可行。		依托
	拜城县污水处理厂	拜城县污水处理厂建成于 2012 年，处理能力为 0.8 万 m^3/d，计划扩建 1.2 万 m^3/d，项目建设周期为 2025 年～2027 年，本项目施工期生活污水产生量 1094m^3，运营期集气增压脱水站生活污水产生量为 1.84m^3/d，本项目实施周期较长，且设计规模具有一定弹性空间，相比每天 8000m^3 的处理量，基本无影响。因此可依托拜城县污水处理厂处理。		依托
	拜城县生活垃圾填埋场	拜城县生活垃圾填埋场总占地面积为 18 万 m^2（约 300 亩），总库容 162 万立方米，目前填埋场每天接纳生活垃圾约 100 吨，本项目施工期生活垃圾产生量为 13.68t，运营期集气增压脱水站工作人员生活垃圾产生量约 1.65t/a，剩余处理能力远大于本项目生活垃圾产生量，依托可行。		依托

表 3.4-2　本项目新建集气增压脱水站主要工程组成一览表

类别	名称		建设内容	备注
主体工程	规模		本项目在拜城中区中段新建 1 座 30 万方的集气增压站，采用 3 列 10×$10^4$$Nm^3$/d 处理装置。	新建
	装置	进站截断计量橇	单台设计处理量 30×$10^4$$Nm^3$/d，进站压力 0.05~0.20MPa。	新建
		出站截断计量橇	单台设计处理量 30×$10^4$$Nm^3$/d，出站压力 8.0~9.5MPa。	新建
		气液分离橇	单台设计处理量 10×$10^4$$Nm^3$/d，2 座，主要功能为分离煤层气中的游离水，包括卧式重力式气液分离器、过滤器及相应阀门、电气、仪表设施组成，主要功能对进站煤层气进行分离、段塞流捕集。	新建
		煤粉过滤分离器橇	单台设计处理量 10×$10^4$$Nm^3$/d，3 座，主要功能为过滤煤层气中未经分离出的细小煤粉，防止煤粉进入压缩机及脱水装置。	新建
		螺杆式压缩机橇	单台设计处理量 10×$10^4$$Nm^3$/d，3 座，螺杆式压缩机橇作为一次增压的压缩机	新建
		往复式压缩机橇	单台设计处理量 10×$10^4$$Nm^3$/d，3 座，往复式压缩机橇作为	新建

类别	名称		建设内容	备注
			二次增压的压缩机	
		分子筛脱水系统	单台设计处理量 $10\times10^4Nm^3/d$，3 座，分子筛脱水系统由分子筛脱水橇、橇装循环水冷机组和电加热导热油橇 3 个橇组成，脱水后产品气水露点≤-40℃（20MPag 工况下）	新建
辅助工程	污水收集装车橇		污水收集装车橇主要包括污水罐、污水增压泵及配套阀门、仪表、电气设施组成，主要功能控制煤层气露点≤-15℃（9.5MPag 下），容积 20m3，	新建
	放空火炬		放空火炬设远程电点火装置、流体密封器、常明灯、燃料气调压计量装置及火炬头的事故放空火炬。火炬采用拉绳式火炬，高度 20m。	新建
	危废贮存库		本项目在集气增压脱水站新建 1 座危废贮存库，占地面积 $36m^2$，贮存运营期产生的危险废物。	新建
公用工程	供配电		依托拜城一期项目 35kV 亚新变电站 10kV 架空一线、10kV 架空二线（已建）就近 T 接为其供电。	新建
	供水		本项目施工期所需新鲜水通过从附近村镇拉运取水或取用附近地表水（办理相关取水许可证）形式供给。	依托
	排水		餐饮废水先经隔油池隔油处理后与生活污水汇集于化粪池（$20m^3$）中，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理；排采水由管线集输至矿区废水储存池内，后续管输至拜城产业园区污水处理厂处理；分离废水、循环冷却废水、检修废水进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。	依托
	供热		集气增压脱水站采用空气能供热。	新建
	道路		新建进站道路 200m，宽度 9m，水泥混凝土路面。	新建
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。	/
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/
		运营期	无组织排放的非甲烷总烃：本项目处理过程均采用密闭输送工艺，加强巡检及设备的维护、检修。	/
			食堂油烟：厨房安装使用油烟去除率不低于 75%的油烟净化器，经净化后的食堂烟气从专用烟道排出。	/
	废水	施工期	施工期生产废水经沉淀池沉淀后用于道路洒水降尘。	/
		运营期	分离废水、循环冷却废水、检修废水：进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。	依托
			餐饮废水、生活污水：餐饮废水先经隔油池隔油处理后与生活污水汇集于化粪池（$20m^3$）中，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。	依托
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	/
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	/
	固废	施工期	生活垃圾：集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理。	/

类别	名称		建设内容	备注
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。	/
		运营期	含油污泥、废分离器滤芯、废导热油、废润滑油、废油桶、含油抹布、劳保用品：暂存于站场的危废贮存库，定期委托有资质的单位处置。	依托
			废分子筛、废离子交换树脂：交由生产厂家回收处置。	依托
			生活垃圾：收集至垃圾桶，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋。	依托
	环境风险		集气增压脱水站设置放空火炬，选用质量、防腐措施合格的储罐，配备消防设施。	/
	生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	/

3.5 工程方案

3.5.1 部署情况

3.5.1.1 井场建设

根据探井、开发井部署方案，拜城区域瓦斯治理工程二期拟规划部署 362 口井，新建（扩建）28 座井场（其中新建 24 座，扩建 4 座），利用原井场 39 座。井场建设及钻井进尺工作量见表 3.5-1。

表 3.5-1　拜城区域瓦斯治理工程二期井场建设及钻井工作量估算表

区块	新建/扩建/利用原井场井场（座）	探井/参数井/评价井		开发井		小计井数（口）	累计进尺（m）	最大产能 m^3/d
		井数（口）	累计进尺（m）	井数（口）	累计进尺（m）			
拜城中区	27	3	9200	237	539965	240	549165	121.55×10^4
拜城西区	34	15	25813	89	162795	104	188608	40.7×10^4
拜城东区	6	3	6100	15	31200	18	37300	6.30×10^4
合计	67	21	41113	341	733960	362	775073	1.69×10^6

3.5.1.2 集输管线

（1）集气管线

集输采用树枝状管网，集气线路总长度共 57.4m。集输管网数据详见表 3.5-2。

表 3.5-2　集气管网数据表

区块	集气干线	长度（km）	管材及规格
拜城区块	西区集气干线	19.2	dn400 SDR11 PE100 PE 管
	西区集气支线	15.6	dn250 SDR11 PE100 PE 管
	中区集气干线	13	dn400 SDR11 PE100 PE 管
		4.5	dn315 SDR11 PE100 PE 管
	中区集气支线	5.1	dn250 SDR11 PE100 PE 管
合计	/	57.4	/

新建集气干线上预留 8 座阀池，共建设 8 座阀井。

（2）输水管线

表 3.5-2 输水管网数据表

区块	区域	集气干线	长度（km）	管材及规格
拜城区块	拜中西区	输水干线	9.68	柔性复合管 DN150 的管线
		输水支线	3.44	柔性复合管 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线
	拜中中区	输水干线	13.97	柔性复合管 DN150 的管线
		输水支线	2.43	柔性复合管 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线
	拜城西区	输水干线	29.67	柔性复合管 DN150 的管线
		输水支线	19.55	柔性复合管 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线
	外输输水管线		109.13	柔性复合管 DN200 的管线
合计	/	/	187.87	/

3.5.1.3 排采水收集/处理工程

本次在拜城区块中区中段建设 1 座 30 万方集气增压脱水站，本工程集气增压脱水站位于中区中段已建的 CNG 集气增压脱水站的西侧，紧邻已建 CNG 集气增压脱水站建设。新建储水池 3 座，具体见表 3.5-3。

表 3.5-3 拜城区块排采水收集/处理工程坐标表

序号	处理工程	地理坐标		处理量/容积（万 m^3）	备注
		E	N		
1	30 万方集气增压脱水站	***	***	30×10^4	/
2	1#储水池	***	***	3	拜西 57
3	2#储水池	***	***	3.2	拜西 73
4	3#储水池	***	***	5.5	拜西 5

3.5.2 开发指标预测

本项目在拜城矿区设计部署 362 口井，其中探井 17 口，评价井 1 口，参数井 3 口，开发井 341 口，建成 $5.58\times10^8 m^3/a$ 产能的勘探开发井网。

3.5.3 总体布局

本项目新建（扩建）28 座井场，新建 24 座，扩建 4 座，利用原井场 39 座。新钻井 362 口，其中探井 17 口，评价井 1 口，参数井 3 口，开发井 341 口。新建集气干线 36.7km、集气支线 20.7km，新建输水管线 187.87km，新建电力线 71.5km，新建道路 28039m。拜城中区新建 30 万方集气增压脱水站 1 座，储水池 3 座。拜城东区及边远井零散气回收（第三方）。配套建设相关供配电、仪表工程等。

本项目采用“单井→集气增压脱水站”一级布站方式。

3.6 主要建设内容

3.6.1 钻前工程

钻前工程主要包括井场地面平整夯实，修建进场道路，布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等工作内容，并对设备进行调试，保证正常运行。

①钻前整理场地，按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行施工，剥离表层土，平整土地后，柴油罐区、钻井液材料房及泥浆循环罐区、泥浆罐区处属于重点防渗区，采用底层 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗；钻井泵、钻台、材料房做一般防渗处理，采用 1.5mm 土工布进行防渗。临时占地内划分作业带，建设柴油储罐基础及机房等临时工程，尽量减少临时占地。钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

②钻机安装，注意保护原井口设备。

③开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。

④设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

⑤设备安装完成后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件正常工作，保证可靠。进行高压试运转时，运转 30min 以上，所有管线不刺不漏，油气水路畅通，且经验收合格后方可开钻。

3.6.2 钻井工程

本项目钻井工程包括钻进、录井、测井、固井、完井。

3.6.2.1 井网与布井方式

本项目共建设（扩建）28座井场，其中新建井场24座，扩建井场4座，利用原井场39座。

在拜城区块中区新建/扩建井场15座，其中扩建井场4座，新建井场11座，利用原井场12座，钻井240口；在拜城区块西区新建井场7座，利用原井场27座，钻井104口；在拜城区块东区东区新建井场6座，钻井18口。井场类型统计见表3.6-1。

表3.6-1　库拜瓦斯治理工程二期（拜城区域）井场类型统计表（单井362口）

区块	区域	1井式	2井式	3井式	4井式	5井式	6井式	7井式	8井式	9井式	10井式	11井式	12井式	13井式	19井式	井场合计	单井合计
拜城区块	中区西段	3					1	1			3		1	1		10	71
	中区中段						2			2	2	2	2	1	1	12	128
	中区东段						1	1	1		2					5	41
	西区	10	10	4	2	2	2			4						34	104
	东区	3				3										6	18
井场合计		16	10	4	2	5	6	2	5	2	7	2	3	2	1	67	/
单井合计		16	20	12	8	25	36	14	40	18	70	22	36	26	19	/	362

部署的362口井各平台井号及平面对应关系见表3.6-2。

表3.6-2　平台井部署表

区块	区域	平台号	井数	扩建/新建/利用原井场	井号
拜东	拜东	拜东1	1	新建	拜东1
		拜东101	5	新建	拜东101-1L、拜东101-1X、拜东101-2L、拜东101-2X、拜东101-3X
		拜东102	5	新建	拜东102-1L、拜东102-1X、拜东102-2L、拜东102-2X、拜东102-3X
		拜东2	1	新建	拜东2
		拜东5	1	新建	拜东5
		拜东502	5	新建	拜东502-1L、拜东502-1X、拜东502-2L、拜东502-2X、拜东502-3X

拜中	中区西段	拜 Z3	1	利用原井场	拜 Z3-7L
		拜 Z4	1	利用原井场	拜 Z4-9L
		拜 Z57	12	新建	拜 Z57-8X、拜 Z57-1X、拜 Z57-9X、拜 Z57-2X、拜 Z57-3X、拜 Z57-4X、拜 Z57-5X、拜 Z57-6X、拜 Z57-10X、拜 Z57-11X、拜 Z57-12X
		拜 Z58	13	新建	拜 Z58-8X、拜 Z58-1X、拜 Z58-9X、拜 Z58-2X、拜 Z58-3X、拜 Z58-4X、拜 Z58-5X、拜 Z58-6X、拜 Z58-7X、拜 Z58-10X、拜 Z58-11X、拜 Z58-12X、拜 Z58-13X
		拜 Z11	10	新建	拜 Z11-9X、拜 Z11-1X、拜 Z11-10X、拜 Z11-2X、拜 Z11-3X、拜 Z11-4X、拜 Z11-5X、拜 Z11-6X、拜 Z11-7X、拜 Z11-8X
		拜 Z64	10	新建	拜 Z64-6X、拜 Z64-1X、拜 Z64-7X、拜 Z64-2X、拜 Z64-3X、拜 Z64-5X、拜 Z64-8X、拜 Z64-9X、拜 Z64-10X、拜 Z64-11X
		拜 Z501	6	新建	拜 Z501-11L、拜 Z501-1L、拜 Z501-1X、拜 Z501-3L、拜 Z501-5L、拜 Z501-9L
		拜 Z6	7	利用原井场	拜 Z6-3X、拜 Z6-5X、拜 Z6-L7、拜 Z6-L9、拜 Z6-6X、拜 Z6-7X、拜 Z6-8X
		拜 Z7	10	利用原井场	拜 Z7-10X、拜 Z7-11X、拜 Z7-12X、拜 Z7-6X、拜 Z7-7X、拜 Z7-8X、拜 Z7-9X、拜 Z7-X2、拜 Z7-13X、拜 Z7-14X
		新拜参 1	1	利用原井场	新拜参 1
	中区中段	拜 Z8	11	利用原井场	拜 Z8-10L、拜 Z8-1X、拜 Z8-2L、拜 Z8-2X、拜 Z8-3X、拜 Z8-7L、拜 Z8-8L、拜 Z8-9L、拜 Z8-5X、拜 Z8-6X、拜 Z8-7X
		拜 Z9	9	新建	拜 Z9-3X、拜 Z9-4L、拜 Z9-6L、拜 Z9-8L、拜 Z9-9X、拜 Z9-6X、拜 Z9-7X、拜 Z9-10L、拜 Z9-8X
		拜 Z65	9	利用原井场	拜 Z65-1X、拜 Z65-2L、拜 Z65-2X、拜 Z65-3X、拜 Z65-5X、拜 Z65-6L、拜 Z65-6X、拜 Z65-7X、拜 Z65-8L
		拜 Z66	10	新建	拜 Z66-8X、拜 Z66-1X、拜 Z66-9X、拜 Z66-2X、拜 Z66-3X、拜 Z66-5X、拜 Z66-6X、拜 Z66-7X、拜 Z66-10X、拜 Z66-11X
		拜 Z59	12	利用原井场	拜 Z59-1X、拜 Z59-2L、拜 Z59-2X、拜 Z59-3L、拜 Z59-3X、拜 Z59-5L、拜 Z59-5X、拜 Z59-6L、拜 Z59-6X、拜 Z59-8L、拜 Z59-10L、拜 Z59-7L
		拜 Z16	13	原井位扩建	拜 Z16-7L、拜 Z16-10X、拜 Z16-11L、拜

					Z16-11X、拜 Z16-13L、拜 Z16-7X、拜 Z16-8X、拜 Z16-9L、拜 Z16-9X、拜 Z16-12X、拜 Z16-13X、拜 Z16-14X、拜 Z16-15X
		拜 Z17	12	利用原井场	拜 Z17-14X、拜 Z17-15X、拜 Z17-16X、拜 Z17-18X、拜 Z17-17X、拜 Z17-19X、拜 Z17-20X、拜 Z17-21X、拜 Z17-22X、拜 Z17-23X、拜 Z17-24X、拜 Z17
		拜 Z18	6	原井位扩建	拜 Z18-X7、拜 Z18-X8、拜 Z18-X9、拜 Z18-10X、拜 Z18-11X、拜 Z18-12X
		拜 Z19	10	原井位扩建	拜 Z19-10X、拜 Z19-9X、拜 Z19-10L、拜 Z19-11X、拜 Z19-12X、拜 Z19-13X、拜 Z19-6L、拜 Z19-8L、拜 Z19-14X、拜 Z19-15X
		拜 Z20	19	原井位扩建	拜 Z20-10X、拜 Z20-2L、拜 Z20-4L、拜 Z20-6X、拜 Z20-7X、拜 Z20-8X、拜 Z20-9X、拜 Z20-6L、拜 Z20-8L、拜 Z20-10L、拜 Z20-12L、拜 Z20-5L、拜 Z20-7L、拜 Z20-9L、拜 Z20-11X、拜 Z20-12X、拜 Z20-13X、拜 Z20-14X、拜 Z20-15X
		拜 Z22	11	利用原井场	拜 Z22-10X、拜 Z22-1X、拜 Z22-2X、拜 Z22-3X、拜 Z22-5X、拜 Z22-6X、拜 Z22-7X、拜 Z22-8X、拜 Z22-9X、拜 Z22-11X、拜 Z22-12X
		拜 Z23	6	新建	拜 Z23-1X、拜 Z23-2X、拜 Z23-3X、拜 Z23-4X、拜 Z23-5X、拜 Z23-6X
	中区东段	拜 Z45	8	新建	拜 Z45-4X、拜 Z45-6X、拜 Z45-7X、拜 Z45-8X、拜 Z45-9X、拜 Z45-10X、拜 Z45-11X、拜 Z45-12X
		拜 Z47	7	利用原井场	拜中 47X、拜 Z47-1X、拜 Z47-2X、拜 Z47-3X、拜 Z47-5X、拜 Z47-6X、拜 Z47-7X
		拜 Z54	6	利用原井场	拜中 54X、拜 Z54-1X、拜 Z54-2X、拜 Z54-3X、拜 Z54-5X、拜 Z54-6X
		拜 Z67	10	新建	拜 Z67-1X、拜 Z67-2X、拜 Z67-3X、拜 Z67-5X、拜 Z67-6X、拜 Z67-7X、拜 Z67-8X、拜 Z67-9X、拜 Z67-10X、拜 Z67-11X
		拜 Z68	10	新建	拜 Z68-1X、拜 Z68-2X、拜 Z68-3X、拜 Z68-5X、拜 Z68-6X、拜 Z68-7X、拜 Z68-8X、拜 Z68-9X、拜 Z68-10X、拜 Z68-11X
拜西	拜西	拜 X1	1	利用原井场	拜 X1-1L
		拜 X5	2	利用原井场	拜 X5-1L、拜 X5-2X

		拜 X11	2	利用原井场	拜 X11-6X、拜 X11-7L
		拜 X41	2	利用原井场	拜 X41-4X、拜 X41-X1
		拜 X13	2	利用原井场	拜 X13-12X、拜 X13-5L
		拜 X14	1	利用原井场	拜 X14
		拜 X44	2	利用原井场	拜 X44-5X、拜 X44-X1
		拜西 6	8	新建	拜 X6、拜 X6-10L、拜 X6-5L、拜 X6-7L、拜 X6-1L、拜 X6-2L、拜 X6-3L、拜 X6-6L
		拜 X18	4	利用原井场	拜 X18、拜 X18-4L、拜 X18-7X、拜 X18-8X
		拜 X72	3	利用原井场	拜 X72、拜 X72-2L、拜 X72-3X
		拜西 9	8	新建	拜 X9、拜 X9-8L、拜 X9-5L、拜 X9-7L、拜 X9-1L、拜 X9-2L、拜 X9-3L、拜 X9-6L
		拜 X22	8	利用原井场	拜 X22、拜 X22-2X、拜 X22-3L、拜 X22-3X、拜 X22-4X、拜 X22-7X、拜 X22-8X、拜 X22-9X
		拜 X23	2	利用原井场	拜 X23-1X、拜 X23-2X
		拜 X24	3	利用原井场	拜 X24-1X、拜 X24-2L、拜 X24-2X
		拜西 15	8	新建	拜 X15、拜 X15-1X、拜 X15-6L、拜 X15-5L、拜 X15-7L、拜 X15-1L、拜 X15-2L、拜 X15-3L
		拜 X47	3	利用原井场	拜 X47-1L、拜 X47-3X、拜西 47
		拜 X39	2	利用原井场	拜 X39-1L、拜 X39-1X
		拜 X74	2	利用原井场	拜 X74-1X、拜 X74-2L
		拜 X52	6	利用原井场	拜 X52-1L、拜 X52-1X、拜 X52-2X、拜 X52-3X、拜 X52-5X、拜 X52-6X
		拜 X55	4	利用原井场	拜 X55-1L、拜 X55-1X、拜 X55-2X、拜西 55
		拜西 83	2	利用原井场	拜 X83、拜 X83-1X
		拜西 79	1	利用原井场	拜 X79C
		拜西 78	2	利用原井场	拜 X78-1X、拜 X78-2X、
		拜 X17	6	新建	拜西 17、拜 X17-6L、拜 X17-5L、拜 X17-1L、拜 X17-2L、拜 X17-3L
		拜 X84	5	新建	拜西 84、拜 X84-2L、拜 X84-3L、拜 X84-6L、拜 X84-1L
		拜 X85	5	新建	拜西 85、拜 X85-2L、拜 X85-3L、拜 X85-6L、拜 X85-1L
		拜 X86	3	新建	拜西 86、拜 X86-1L、拜 X86-2L
		拜 X45	1	利用原井场	拜 X45-X1
		拜西 46	1	利用原井场	拜西 46X
		拜西 56	1	利用原井场	拜西 56X
		拜西 63	1	利用原井场	拜西 63X
		拜西 68	1	利用原井场	拜西 68X
		拜 X69	1	利用原井场	拜西 69
		拜 X70	1	利用原井场	拜西 70

3.6.2.2 钻井设计

本次新钻 362 口井，其中开发井 341 口，评价井 1 口，探井 17 口，参数井 3 口，井型均有水平井、直井、定向井。井号、井身结构、设计井深及井型等详见表 3.6-3。

表 3.6-3　钻井基本参数

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
1	拜东	拜东 1	***	***	***	***	2800	二开	直井	探井	2750	拜东 1 零散气回收
2		拜东 101-1L	***	***	***	***	2200	二开	水平井	开发井	5000	
3		拜东 101-1X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	2750	
4		拜东 101-2L	***	***	***	***	2500	二开	水平井	开发井	5000	
5		拜东 101-2X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	2750	
6		拜东 101-3X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	2750	
7		拜东 102-1L	***	***	***	***	2200	二开	水平井	开发井	5000	
8		拜东 102-1X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	2750	
9		拜东 102-2L	***	***	***	***	2500	二开	水平井	开发井	5000	
10		拜东 102-2X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	2750	
11		拜东 102-3X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	2750	
12		拜东 2	***	***	***	***	1400	二开	定直井	探井	2750	拜东 2 零散气回收
13		拜东 5	***	***	***	***	1900	二开	定直井	探井	2750	拜东 5 零散气回收
14		拜东 502-1L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5000	
15		拜东 502-1X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	2750	
16		拜东 502-2L	***	***	***	***	2700	二开	水平井	开发井	5000	
17		拜东 502-2X	***	***	***	***	1700	二开	定直井	开发井	2750	
18		拜东 502-3X	***	***	***	***	2000	二开	定直井	开发井	2750	
小计							**37300**	/	/	/	**63000**	/
1	拜中中区	拜 Z3-7L	***	***	***	***	2800	二开	水平井	开发井	7500	依托中区西段 30
2		拜 Z4-9L	***	***	***	***	3000	二开	水平井	开发井	7500	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
3	中段	拜 Z57-8X	***	***	***	***	2450	二开	定直井	开发井	7500	万方集气增压脱水站
4		拜 Z57-1X	***	***	***	***	2350	二开	定直井	开发井	4000	
5		拜 Z57-9X	***	***	***	***	2450	二开	定直井	开发井	7500	
6		拜 Z57-2X	***	***	***	***	2350	二开	定直井	开发井	4000	
7		拜 Z57-3X	***	***	***	***	2650	二开	定直井	开发井	4000	
8		拜 Z57-4X	***	***	***	***	2650	二开	定直井	开发井	4000	
9		拜 Z57-5X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	4000	
10		拜 Z57-6X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	4000	
11		拜 Z57-7X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
12		拜 Z57-10X	***	***	***	***	2750	三开	定直井	开发井	7500	
13		拜 Z57-11X	***	***	***	***	2750	三开	定直井	开发井	7500	
14		拜 Z57-12X	***	***	***	***	2750	三开	定直井	开发井	7500	
15		拜 Z58-8X	***	***	***	***	2750	三开	定直井	开发井	7500	
16		拜 Z58-1X	***	***	***	***	2450	二开	定直井	开发井	4000	
17		拜 Z58-9X	***	***	***	***	2750	三开	定直井	开发井	7500	
18		拜 Z58-2X	***	***	***	***	2450	二开	定直井	开发井	4000	
19		拜 Z58-3X	***	***	***	***	2850	二开	定直井	开发井	4000	
20		拜 Z58-4X	***	***	***	***	2850	二开	定直井	开发井	4000	
21		拜 Z58-5X	***	***	***	***	2550	二开	定直井	开发井	4000	
22		拜 Z58-6X	***	***	***	***	2550	二开	定直井	开发井	4000	
23		拜 Z58-7X	***	***	***	***	2700	二开	定直井	开发井	4000	
24		拜 Z58-10X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	7500	
25		拜 Z58-11X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	7500	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
26		拜 Z58-12X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	7500	
27		拜 Z58-13X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	7500	
28		拜 Z11-9X	***	***	***	***	2500	二开	定直井	开发井	7500	
29		拜 Z11-1X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	4000	
30		拜 Z11-10X	***	***	***	***	2500	二开	定直井	开发井	7500	
31		拜 Z11-2X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	4000	
32		拜 Z11-3X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
33		拜 Z11-4X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
34		拜 Z11-5X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
35		拜 Z11-6X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
36		拜 Z11-7X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	7500	
37		拜 Z11-8X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	7500	
38		拜 Z64-6X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	7500	
39		拜 Z64-1X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	4000	
40		拜 Z64-7X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	7500	
41		拜 Z64-2X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
42		拜 Z64-3X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	4000	
43		拜 Z64-5X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
44		拜 Z64-8X	***	***	***	***	2100	三开	定直井	开发井	7500	
45		拜 Z64-9X	***	***	***	***	2400	三开	定直井	开发井	7500	
46		拜 Z64-10X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	7500	
47		拜 Z64-11X	***	***	***	***	2700	二开	定直井	开发井	7500	
48		拜 Z501-11L	***	***	***	***	3522	三开	水平井	开发井	7500	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
49		拜 Z501-1L	***	***	***	***	2129	二开	水平井	开发井	7500	
50		拜 Z501-1X	***	***	***	***	1339	二开	定直井	开发井	4000	
51		拜 Z501-3L	***	***	***	***	2404	二开	水平井	开发井	7500	
52		拜 Z501-5L	***	***	***	***	2760	二开	水平井	开发井	7500	
53		拜 Z501-9L	***	***	***	***	3259	三开	水平井	开发井	7500	
54		拜 Z6-3X	***	***	***	***	2315	二开	定直井	开发井	4000	
55		拜 Z6-5X	***	***	***	***	2665	二开	定直井	开发井	4000	
56		拜 Z6-L7	***	***	***	***	3056	三开	水平井	开发井	7500	
57		拜 Z6-L9	***	***	***	***	3413	二开	水平井	开发井	7500	
58		拜 Z6-6X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
59		拜 Z6-7X	***	***	***	***	2820	二开	定直井	开发井	4000	
60		拜 Z6-8X	***	***	***	***	2820	二开	定直井	开发井	4000	
61		拜 Z7-10X	***	***	***	***	2220	二开	定直井	开发井	4000	
62		拜 Z7-11X	***	***	***	***	2249	二开	定向井	开发井	4000	
63		拜 Z7-12X	***	***	***	***	2339	二开	定直井	开发井	4000	
64		拜 Z7-6X	***	***	***	***	1910	二开	定向井	开发井	4000	
65		拜 Z7-7X	***	***	***	***	2500	二开	定向井	开发井	4000	
66		拜 Z7-8X	***	***	***	***	2220	二开	定直井	开发井	4000	
67		拜 Z7-9X	***	***	***	***	2300	二开	定向井	开发井	4000	
68		拜 Z7-X2	***	***	***	***	3100	三开	定向井	探井	4000	
69		拜 Z7-13X	***	***	***	***	2700	二开	定直井	开发井	4000	
70		拜 Z7-14X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
71		新拜参 1	***	***	***	***	2020	二开	定直井	开发井	4000	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
小计							**171110**	/	/	/	**389000**	/
1	拜中中区中段	拜 Z8-10L	***	***	***	***	3134	三开	水平井	开发井	7500	中区中段新建 1 座 30 万方集气增压脱水站
2		拜 Z8-1X	***	***	***	***	2200	二开	定向井	开发井	4000	
3		拜 Z8-2L	***	***	***	***	2400	二开	水平井	开发井	7500	
4		拜 Z8-2X	***	***	***	***	2500	二开	定向井	开发井	4000	
5		拜 Z8-3X	***	***	***	***	2300	二开	定向井	开发井	4000	
6		拜 Z8-7L	***	***	***	***	2950	二开	水平井	开发井	7500	
7		拜 Z8-8L	***	***	***	***	2834	二开	水平井	开发井	7500	
8		拜 Z8-9L	***	***	***	***	3250	三开	水平井	开发井	7500	
9		拜 Z8-5X	***	***	***	***	2700	二开	定直井	开发井	4000	
10		拜 Z8-6X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
11		拜 Z8-7X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
12		拜 Z9-3X	***	***	***	***	2009	二开	定向井	开发井	4000	
13		拜 Z9-4L	***	***	***	***	2300	二开	水平井	开发井	7500	
14		拜 Z9-6L	***	***	***	***	2459	二开	水平井	开发井	7500	
15		拜 Z9-8L	***	***	***	***	2480	二开	水平井	开发井	7500	
16		拜 Z9-9X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
17		拜 Z9-6X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	4000	
18		拜 Z9-7X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
19		拜 Z9-10L	***	***	***	***	2700	三开	定直井	开发井	7500	
20		拜 Z9-8X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	4000	
21		拜 Z65-1X	***	***	***	***	1600	二开	定向井	开发井	4000	
22		拜 Z65-2L	***	***	***	***	1800	二开	水平井	开发井	7500	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
23		拜 Z65-2X	***	***	***	***	1332	二开	定直井	开发井	4000	
24		拜 Z65-3X	***	***	***	***	2079	二开	定直井	开发井	4000	
25		拜 Z65-5X	***	***	***	***	2419	二开	定直井	开发井	4000	
26		拜 Z65-6L	***	***	***	***	2400	三开	水平井	开发井	7500	
27		拜 Z65-6X	***	***	***	***	2650	二开	定直井	开发井	4000	
28		拜 Z65-7X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
29		拜 Z65-8L	***	***	***	***	3032	三开	水平井	开发井	7500	
30		拜 Z66-8X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	7500	
31		拜 Z66-1X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	4000	
32		拜 Z66-9X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	7500	
33		拜 Z66-2X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
34		拜 Z66-3X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	4000	
35		拜 Z66-5X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
36		拜 Z66-6X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	4000	
37		拜 Z66-7X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	4000	
38		拜 Z66-10X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	7500	
39		拜 Z66-11X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	7500	
40		拜 Z59-1X	***	***	***	***	2122	二开	定向井	开发井	4000	
41		拜 Z59-2L	***	***	***	***	2600	二开	水平井	开发井	7500	
42		拜 Z59-2X	***	***	***	***	2709	二开	定直井	开发井	4000	
43		拜 Z59-3L	***	***	***	***	3057	二开	水平井	开发井	7500	
44		拜 Z59-3X	***	***	***	***	2700	二开	定直井	开发井	4000	
45		拜 Z59-5L	***	***	***	***	2900	二开	水平井	开发井	7500	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
46		拜 Z59-5X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	4000	
47		拜 Z59-6L	***	***	***	***	1900	二开	水平井	开发井	7500	
48		拜 Z59-6X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
49		拜 Z59-8L	***	***	***	***	2950	二开	水平井	开发井	7500	
50		拜 Z59-10L	***	***	***	***	2200	二开	水平井	开发井	7500	
51		拜 Z59-7L	***	***	***	***	2200	二开	水平井	开发井	7500	
52		拜 Z16-7L	***	***	***	***	2000	二开	水平井	开发井	7500	
53		拜 Z16-10X	***	***	***	***	2600	三开	定直井	开发井	4000	
54		拜 Z16-11L	***	***	***	***	3100	二开	水平井	开发井	7500	
55		拜 Z16-11X	***	***	***	***	2868	三开	定直井	开发井	4000	
56		拜 Z16-13L	***	***	***	***	3400	二开	水平井	开发井	7500	
57		拜 Z16-7X	***	***	***	***	2038	二开	定直井	开发井	4000	
58		拜 Z16-8X	***	***	***	***	2248	二开	定直井	开发井	4000	
59		拜 Z16-9L	***	***	***	***	2800	二开	水平井	开发井	7500	
60		拜 Z16-9X	***	***	***	***	2448	二开	定直井	开发井	4000	
61		拜 Z16-12X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	4000	
62		拜 Z16-13X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
63		拜 Z16-14X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	4000	
64		拜 Z16-15X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	4000	
65		拜 Z17-14X	***	***	***	***	2670	二开	定向井	开发井	4000	
66		拜 Z17-15X	***	***	***	***	2400	二开	定向井	开发井	4000	
67		拜 Z17-16X	***	***	***	***	2800	二开	定向井	开发井	4000	
68		拜 Z17-18X	***	***	***	***	2350	二开	定直井	开发井	4000	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
69		拜 Z17-17X	***	***	***	***	2189	二开	定直井	开发井	4000	
70		拜 Z17-19X	***	***	***	***	2489	二开	定直井	开发井	4000	
71		拜 Z17-20X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
72		拜 Z17-21X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
73		拜 Z17-22X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
74		拜 Z17-23X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
75		拜 Z17-24X	***	***	***	***	2850	二开	定直井	开发井	4000	
76		拜 Z17	***	***	***	***	1919	二开	定直井	开发井	4000	
77		拜 Z18-X7	***	***	***	***	1405	二开	定向井	开发井	4000	
78		拜 Z18-X8	***	***	***	***	1677	二开	定向井	开发井	4000	
79		拜 Z18-X9	***	***	***	***	1645	二开	定向井	开发井	4000	
80		拜 Z18-10X	***	***	***	***	1657	二开	定直井	开发井	4000	
81		拜 Z18-11X	***	***	***	***	2257	二开	定直井	开发井	4000	
82		拜 Z18-12X	***	***	***	***	2557	二开	定直井	开发井	4000	
83		拜 Z19-10X	***	***	***	***	1589	三开	定直井	开发井	4000	
84		拜 Z19-9X	***	***	***	***	1881	二开	定向井	开发井	4000	
85		拜 Z19-10L	***	***	***	***	3150	二开	水平井	开发井	7500	
86		拜 Z19-11X	***	***	***	***	2300	二开	定直井	开发井	4000	
87		拜 Z19-12X	***	***	***	***	2700	二开	定直井	开发井	4000	
88		拜 Z19-13X	***	***	***	***	1420	二开	定直井	开发井	4000	
89		拜 Z19-6L	***	***	***	***	2550	二开	水平井	开发井	7500	
90		拜 Z19-8L	***	***	***	***	2850	二开	定向井	开发井	7500	
91		拜 Z19-14X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
92		拜 Z19-15X	***	***	***	***	2900	二开	定直井	开发井	4000	
93		拜 Z20-10X	***	***	***	***	2200	二开	水平井	开发井	4000	
94		拜 Z20-2L	***	***	***	***	1400	二开	水平井	开发井	7500	
95		拜 Z20-4L	***	***	***	***	1500	二开	水平井	开发井	7500	
96		拜 Z20-6X	***	***	***	***	2580	二开	水平井	开发井	4000	
97		拜 Z20-7X	***	***	***	***	1850	二开	定直井	开发井	4000	
98		拜 Z20-8X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
99		拜 Z20-9X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
100		拜 Z20-6L	***	***	***	***	1962	二开	水平井	开发井	7500	
101		拜 Z20-8L	***	***	***	***	2262	二开	水平井	开发井	7500	
102		拜 Z20-10L	***	***	***	***	2000	二开	水平井	开发井	7500	
103		拜 Z20-12L	***	***	***	***	2562	二开	水平井	开发井	7500	
104		拜 Z20-5L	***	***	***	***	2200	二开	水平井	开发井	7500	
105		拜 Z20-7L	***	***	***	***	2472	二开	水平井	开发井	7500	
106		拜 Z20-9L	***	***	***	***	2772	二开	水平井	开发井	7500	
107		拜 Z20-11X	***	***	***	***	1735	二开	定向井	开发井	4000	
108		拜 Z20-12X	***	***	***	***	1977	二开	定直井	开发井	4000	
109		拜 Z20-13X	***	***	***	***	2222	二开	定向井	开发井	4000	
110		拜 Z20-14X	***	***	***	***	2250	二开	定直井	开发井	4000	
111		拜 Z20-15X	***	***	***	***	2550	二开	定向井	开发井	4000	
112		拜 Z22-10X	***	***	***	***	1947	二开	定向井	开发井	4000	
113		拜 Z22-1X	***	***	***	***	1400	二开	定向井	开发井	4000	
114		拜 Z22-2X	***	***	***	***	2000	二开	定向井	开发井	4000	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
115		拜 Z22-3X	***	***	***	***	1900	二开	定向井	开发井	4000	
116		拜 Z22-5X	***	***	***	***	2000	二开	定向井	开发井	4000	
117		拜 Z22-6X	***	***	***	***	1647	二开	定直井	开发井	4000	
118		拜 Z22-7X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
119		拜 Z22-8X	***	***	***	***	2447	二开	定直井	开发井	4000	
120		拜 Z22-9X	***	***	***	***	2247	二开	定直井	开发井	4000	
121		拜 Z22-11X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
122		拜 Z22-12X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
123		拜 Z23-1X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
124		拜 Z23-2X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	4000	
125		拜 Z23-3X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
126		拜 Z23-4X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	4000	
127		拜 Z23-5X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
128		拜 Z23-6X	***	***	***	***	2600	二开	定直井	开发井	4000	
小计							**297355**	/	/	/	**648500**	/
1	拜中中区东段	拜 Z45-4X	***	***	***	***	1800	二开	定向井	开发井	4000	拜 Z45 零散气回收
2		拜 Z45-6X	***	***	***	***	2700	二开	定向井	开发井	4000	
3		拜 Z45-7X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
4		拜 Z45-8X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
5		拜 Z45-9X	***	***	***	***	2500	二开	定直井	开发井	4000	
6		拜 Z45-10X	***	***	***	***	2800	二开	定直井	开发井	4000	
7		拜 Z45-11X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
8		拜 Z45-12X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
9		拜中 47X	***	***	***	***	3100	二开	定向井	探井	4000	拜 Z47 零散气回收
10		拜 Z47-1X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	4000	
11		拜 Z47-2X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
12		拜 Z47-3X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	4000	
13		拜 Z47-5X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
14		拜 Z47-6X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
15		拜 Z47-7X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
16		拜中 54X	***	***	***	***	3000	二开	定向井	探井	4000	拜 Z54 零散气回收
17		拜 Z54-1X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	4000	
18		拜 Z54-2X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
19		拜 Z54-3X	***	***	***	***	1600	二开	定直井	开发井	4000	
20		拜 Z54-5X	***	***	***	***	1900	二开	定直井	开发井	4000	
21		拜 Z54-6X	***	***	***	***	2200	二开	定直井	开发井	4000	
22		拜 Z67-1X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	4000	中区中段新建 1 座 30 万方集气增压脱水站
23		拜 Z67-2X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
24		拜 Z67-3X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	4000	
25		拜 Z67-5X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
26		拜 Z67-6X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	4000	
27		拜 Z67-7X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	4000	
28		拜 Z67-8X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
29		拜 Z67-9X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
30		拜 Z67-10X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	7500	
31		拜 Z67-11X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	7500	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
32		拜 Z68-1X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	4000	
33		拜 Z68-2X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
34		拜 Z68-3X	***	***	***	***	1200	二开	定直井	开发井	4000	
35		拜 Z68-5X	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	4000	
36		拜 Z68-6X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	4000	
37		拜 Z68-7X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	4000	
38		拜 Z68-8X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
39		拜 Z68-9X	***	***	***	***	2100	二开	定直井	开发井	4000	
40		拜 Z68-10X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	7500	
41		拜 Z68-11X	***	***	***	***	2400	二开	定直井	开发井	7500	
小计							**80700**	/	/	/	**178000**	/
1	拜西	拜 X1-1L	***	***	***	***	1798	二开	水平井	开发井	5500	依托西区的 48 万方集气增压脱水站
2		拜 X5-1L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
3		拜 X5-2X	***	***	***	***	1699	二开	定向井	开发井	3300	
4		拜 X11-6X	***	***	***	***	1670	二开	定向井	开发井	3300	
5		拜 X11-7L	***	***	***	***	2449	二开	水平井	开发井	5500	
6		拜 X41-4X	***	***	***	***	2524	二开	定向井	开发井	3300	
7		拜 X41-X1	***	***	***	***	2193	二开	定向井	参数井	3300	
8		拜 X13-12X	***	***	***	***	1669	二开	定向井	开发井	3300	
9		拜 X13-5L	***	***	***	***	2566	二开	水平井	开发井	5500	
10		拜 X14	***	***	***	***	2393	二开	直井	开发井	3300	
11		拜 X44-5X	***	***	***	***	2185	二开	定向井	开发井	3300	
12		拜 X44-X1	***	***	***	***	1911	二开	定向井	参数井	3300	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
13		拜 X6	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	3300	
14		拜 X6-10L	***	***	***	***	1400	二开	水平井	开发井	3300	
15		拜 X6-5L	***	***	***	***	1400	二开	水平井	开发井	3300	
16		拜 X6-7L	***	***	***	***	1700	二开	水平井	开发井	3300	
17		拜 X6-1L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
18		拜 X6-2L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
19		拜 X6-3L	***	***	***	***	2400	二开	水平井	开发井	5500	
20		拜 X6-6L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
21		拜 X18	***	***	***	***	2041	二开	直井	开发井	3300	
22		拜 X18-4L	***	***	***	***	1576	二开	水平井	开发井	5500	
23		拜 X18-7X	***	***	***	***	1523	二开	定向井	开发井	3300	
24		拜 X18-8X	***	***	***	***	1672	二开	定向井	开发井	3300	
25		拜 X72	***	***	***	***	2172	二开	直井	开发井	3300	
26		拜 X72-2L	***	***	***	***	2243	二开	水平井	开发井	5500	
27		拜 X72-3X	***	***	***	***	1859	二开	定向井	开发井	3300	
28		拜 X9	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	3300	
29		拜 X9-8L	***	***	***	***	1400	二开	水平井	开发井	3300	
30		拜 X9-5L	***	***	***	***	1700	二开	水平井	开发井	3300	
31		拜 X9-7L	***	***	***	***	1100	二开	水平井	开发井	3300	
32		拜 X9-1L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
33		拜 X9-2L	***	***	***	***	2400	二开	水平井	开发井	5500	
34		拜 X9-3L	***	***	***	***	2400	二开	水平井	开发井	5500	
35		拜 X9-6L	***	***	***	***	2700	二开	水平井	开发井	5500	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
36		拜 X22	***	***	***	***	1939	二开	直井	开发井	3300	
37		拜 X22-2X	***	***	***	***	1443	二开	定向井	开发井	3300	
38		拜 X22-3L	***	***	***	***	2108	二开	水平井	开发井	5500	
39		拜 X22-3X	***	***	***	***	1883	二开	定向井	开发井	3300	
40		拜 X22-4X	***	***	***	***	1662	二开	定向井	开发井	3300	
41		拜 X22-7X	***	***	***	***	1283	二开	定向井	开发井	3300	
42		拜 X22-8X	***	***	***	***	2364	二开	定向井	开发井	3300	
43		拜 X22-9X	***	***	***	***	1665	二开	定向井	开发井	3300	
44		拜 X23-1X	***	***	***	***	1929	二开	定向井	开发井	3300	
45		拜 X23-2X	***	***	***	***	2144	二开	定向井	开发井	3300	
46		拜 X24-1X	***	***	***	***	1737	二开	定向井	开发井	3300	
47		拜 X24-2L	***	***	***	***	2132	二开	水平井	开发井	5500	
48		拜 X24-2X	***	***	***	***	2080	二开	定向井	开发井	3300	
49		拜 X15	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	3300	
50		拜 X15-1X	***	***	***	***	1800	二开	定直井	开发井	3300	
51		拜 X15-6L	***	***	***	***	1400	二开	水平井	开发井	3300	
52		拜 X15-5L	***	***	***	***	1700	二开	水平井	开发井	3300	
53		拜 X15-7L	***	***	***	***	1100	二开	水平井	开发井	3300	
54		拜 X15-1L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
55		拜 X15-2L	***	***	***	***	2400	二开	水平井	开发井	5500	
56		拜 X15-3L	***	***	***	***	2400	二开	水平井	开发井	5500	
57		拜 X47-1L	***	***	***	***	2187	二开	水平井	开发井	5500	
58		拜 X47-3X	***	***	***	***	1800	二开	定向井	开发井	3300	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
59		拜西 47	***	***	***	***	2040	二开	直井	探井	3300	
60		拜 X39-1L	***	***	***	***	1813	二开	水平井	开发井	5500	
61		拜 X39-1X	***	***	***	***	1664	二开	定向井	开发井	3300	
62		拜 X74-1X	***	***	***	***	2014	二开	定向井	开发井	3300	
63		拜 X74-2L	***	***	***	***	2245	二开	水平井	开发井	5500	
64		拜 X52-1L	***	***	***	***	1719	二开	水平井	开发井	5500	
65		拜 X52-1X	***	***	***	***	1310	二开	定向井	开发井	3300	
66		拜 X52-2X	***	***	***	***	1525	二开	定向井	开发井	3300	
67		拜 X52-3X	***	***	***	***	1384	二开	定向井	开发井	3300	
68		拜 X52-5X	***	***	***	***	1293	二开	定向井	开发井	3300	
69		拜 X52-6X	***	***	***	***	1606	二开	定向井	开发井	3300	
70		拜 X55-1L	***	***	***	***	2467	三开	水平井	开发井	5500	
71		拜 X55-1X	***	***	***	***	2018	二开	定向井	开发井	3300	
72		拜 X55-2X	***	***	***	***	2179	二开	定向井	开发井	3300	
73		拜西 55	***	***	***	***	2067	二开	定直井	探井	3300	
74		拜 X83	***	***	***	***	1312	二开	直井	评价井	3300	
75		拜 X83-1X	***	***	***	***	1632	二开	定向井	开发井	3300	
76		拜 X79C	***	***	***	***	2068	二开	直井	开发井	3300	
77		拜 X78-1X	***	***	***	***	1250	二开	定向井	开发井	3300	
78		拜 X78-2X	***	***	***	***	1513	二开	定向井	开发井	3300	
79		拜西 17	***	***	***	***	1500	二开	定直井	开发井	3300	
80		拜 X17-6L	***	***	***	***	1400	二开	水平井	开发井	3300	
81		拜 X17-5L	***	***	***	***	1400	二开	水平井	开发井	3300	

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
82		拜 X17-1L	***	***	***	***	2700	二开	水平井	开发井	5500	
83		拜 X17-2L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
84		拜 X17-3L	***	***	***	***	2100	二开	水平井	开发井	5500	
85		拜西 84	***	***	***	***	1200	二开	定直井	探井	3300	
86		拜 X84-2L	***	***	***	***	1100	二开	水平井	开发井	3300	
87		拜 X84-3L	***	***	***	***	1600	二开	水平井	开发井	3300	
88		拜 X84-6L	***	***	***	***	1300	二开	水平井	开发井	3300	
89		拜 X84-1L	***	***	***	***	2000	二开	水平井	开发井	5500	
90		拜西 85	***	***	***	***	1200	二开	定直井	探井	3300	
91		拜 X85-2L	***	***	***	***	1100	二开	水平井	开发井	3300	
92		拜 X85-3L	***	***	***	***	1600	二开	水平井	开发井	3300	
93		拜 X85-6L	***	***	***	***	1300	二开	水平井	开发井	3300	
94		拜 X85-1L	***	***	***	***	2000	二开	水平井	开发井	5500	
95		拜西 86	***	***	***	***	1200	二开	定直井	探井	3300	
96		拜 X86-1L	***	***	***	***	1100	二开	水平井	开发井	3300	
97		拜 X86-2L	***	***	***	***	1600	二开	水平井	开发井	3300	
98		拜 X45-X1	***	***	***	***	1828	二开	定向井	参数井	3300	
99		拜西 46X	***	***	***	***	2545	二开	定向井	探井	3300	
100		拜西 56X	***	***	***	***	2617	二开	定向井	探井	3300	
101		拜西 63X	***	***	***	***	300	二开	定向井	探井	3300	
102		拜西 68X	***	***	***	***	3000	二开	直井	探井	3300	
103		拜西 69	***	***	***	***	1200	二开	定直井	探井	3300	拜西 69 零散气回

序号	区域	井号	X	Y	东经	北纬	井深	井身结构	井型	井别	产量（m^3/d）	接入站场
												收
104		拜西 70	***	***	***	***	1200	二开	定直井	探井	3300	拜西 70 零散气回收
小计							**188608**	/	/	/	**407000**	**/**
合计							**775073**	/	/	/	**1685500**	/

注：定直井为根据开钻后实际情况再确定是定向井还是直井。

3.6.2.3 井身结构

（1）直井

拟部署直井均采用二开井身结构，井身结构设计见表 3.6-4。

表 3.6-4　井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设计说明
一开	Φ311.2	Φ244.5	一开采用Φ311.2mm 钻头钻至井深 260m，下入Φ244.5mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。封隔地表水层和上部松散易漏、易塌地层，为二开安全钻进创造条件。
二开	Φ215.9	Φ139.7	二开采用Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深，下入Φ139.7mm 生产套管，固井水泥浆返至地面。

（2）定向井

拟部署定向井均采用二开井身结构，井身结构设计见表 3.6-5。

表 3.6-5　井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设计说明
一开	Φ311.2	Φ244.5	一开采用Φ311.2mm 钻头钻至井深 200m 左右，下入Φ244.5mm 表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔地表水层和上部松散易塌地层，为后续安全钻进创造条件。
二开	Φ215.9	Φ139.7	二开采用Φ215.9mm 钻头钻至设计井深完钻，下入Φ139.7mm 生产套管，固井水泥浆返至地面。

（3）水平井

拟部署水平井中采用二开、三开井身结构，井身结构设计见表 3.6-6 表 3.6-7。

表 3.6-6　井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸 mm	套管尺寸 mm	设计说明
一开	Φ311.15	Φ244.5	封固地表腐殖土、流砂层及上部易漏易塌地层；防止地表水污染。
二开	Φ215.9	Φ139.7	下入生产套管，为后期压裂和产气提供通道。

表 3.6-7　井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设计说明
一开	Φ374.6	Φ273.05	一开采用Φ374.6mm 钻头钻至井深 260m 左右，下入Φ273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。
二开	Φ241.3	Φ193.7	二开采用Φ241.3mm 钻头，钻至预计井深 2168m 中完，下入Φ193.7mm 技术套管（依据实钻井深、套管下深依现场实际情况定），固井水泥浆返至地面。

三开	Φ171.4	Φ139.7	三开采用Φ171.4mm 钻头，保持在煤层中上部钻进，钻至设计终靶点，若钻至 B 靶点后煤层连续稳定，则加深 100m 完钻。下入Φ139.7mm 生产套管，固井水泥浆返至地面。

3.6.2.4 钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 3.6-8。

表 3.6-8　钻井主要设备配置（单井，ZJ30）

序号	名称		型号	规格（kN）	功率（kW）	备注
一	钻机		ZJ-30	1800		
二	井架		JJ180/41-K	1800		
三	提升系统	钻台底座	DZ180	1800		
		绞车	JC30		400	
		天车	TC180	1800		
		游车大钩	YG180	1800		
		水龙头	SL180	1800		
四	转盘		ZP-205	3150		
五	循环系统配置	钻井泵	F-1000		735	2 台
		钻井液罐				循环罐总容量≥160m^3
		搅拌器	NJW-7.5			8 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#			1000	
		柴油机 2#			1000	
七	发电机组	发电机 1#			400	1 台
		发电机 2#			400	1 台
八	钻机控制系统	1#电动压风机				5.5m^3/min
		2#电动压风机				5.5m^3/min
		主车动力				
		主车动力				
		储气罐				≥3m^3
九	固控系统	振动筛 1#				处理量≥160L/s
		振动筛 2#				处理量≥160L/s
		真空除气器				处理量≥200m^3/h
		除砂除泥清洁器				处理量≥200m^3/h
		离心机				处理量≥40m^3/h
十	加重装置	加重漏斗				1 套
		电动加重泵				1 套
十一	仪器仪表	钻井参数仪	多参数仪			1 套
		测斜仪	自浮单点、多点			1 套
十二	防硫设备	复合气体监测仪	便携式			≥1 套
十三	液压大钳	ZQ203-100				1 台

十四	柴油储罐	/	/	45m³		1 个 20m³，1 个 25m³

表 3.6-9　钻井主要设备配置（单井，ZJ40）

序号	名称		型号	规格（kN）	功率（kW）	备注
一	钻机		ZJ-40	2250		二开安装顶驱
二	井 架		JJ225/42.5-K	2250		
三	提升系统	钻台底座	DZ250/4.7-K	2250		
		绞车	JC40		735	
		天车	TC225	2250		
		游车大钩	YC225	2250		
		水龙头	SL225	2250		
四	转 盘		ZP-275	4500		
五	循环系统配置	钻井泵	F-1300		960	2 台
		钻井液罐				循环罐总容≥180m³
		搅拌器	NJ-7.5			10 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#			1000	
		柴油机 2#			1000	
七	发电机组	发电机 1#			600	
		发电机 2#			440	
八	钻机控制系统	1#电动压风机				5.5m³/min
		2#自动压风机				5.5m³/min
		主车动力				
		主车动力				
		储气罐				≥5m³
九	固控系统	振动筛 1#				处理量≥200L/s
		振动筛 2#				处理量≥200L/s
		真空除气器				处理量≥200m³/h
		除砂除泥清洁器				处理量≥200m³/h
		离心机				处理量≥60m³/h
十	加重装置	加重漏斗				1 套
		电动加重泵				1 套
十一	仪器仪表	钻井参数仪	多参数仪			1 套
		测斜仪	自浮单点、多点			1 套
十二	防硫设备	复合气体监测仪	便携式			≥3 套
		正压式空气呼吸器				12 套
		高压呼吸空气压缩机				1 台
十三	液压大钳	ZQ203-100				1 台
十四	柴油储罐	/	/	45m³		1 个 20m³，1 个 25m³

3.6.2.5 钻井液体系

本项目钻井液均采用水基泥浆。项目 362 口新钻井分批实施，钻井液循环使用，根据设计资料，单井钻井液用量平均为 288.85m^3。362 口井钻井液用量总计约 104563m^3，预计补充量为钻井液需求量的 40%，则补充量为 41825.2m^3。按同批次实施 10 口井考虑，则第一批钻井液用量为 4332.75m^3，后期钻井过程中不足部分再进行补充，则全部钻井施工中新钻井液用量为 46157.95m^3。钻井液性能指标见表 3.6-10。

表 3.6-10　钻井液性能指标表

开钻次序井	钻井液配方	常规性能								流变参数				固相含量	
		密度 g/cm³	粘度 s	失水量 ml	泥饼 mm	pH 值	含砂量	静切力 Pa		塑性粘度 mPa·s	动切力 Pa	n 值	K 值	固相含量%	粘土含量%
								10s	10min						
一开	5~10%膨润土+0.5%纯碱 +0.1~0.3%CMC-HV	1.05~1.10	40~100	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二开	4~6%膨润土+0.5%纯碱+0.05~0.1%烧碱 +0.1%~0.8%包被剂（抑制剂）+0.2~1.0%降滤失剂+0.1~0.3%提粘剂+1~3%封堵剂 I 型+1~3%润滑剂 +1~3%封堵剂 II 型	1.05~1.25	40~65	≤8	≤2.0	7.5~9.5	≤0.5	2~8	5~15	2~25	5~17	/	/	≤15	3~5
三开	4%膨润土+0.5%纯碱（土量）+0.05~0.1%烧碱+0.3%~0.8%包被剂（抑制剂）+0.2~1.0%降滤失剂+0.1~0.3%提粘剂+1~3%封堵剂 I 型+1~3%润滑剂 +1~3%封堵剂 II 型	1.05~1.20	40~60	≤5	≤0.3	8~10	≤0.3	3~8	6~15	12~30	6~15	/	/	≤15	2~4

3.6.2.6 钻井周期

根据钻井设计，本项目单井钻井总周期是 9107d，项目 362 口新钻井分批实施，按同批次实施 15 口井考虑，本项目钻井周期 629d。

3.6.2.7 井场平面布置

井场入口方向根据现有道路设置；井场靠近入口一侧布置办公室、班房、录井房、值班室、化验房等办公区域，井口及钻机设备位于井场中部，井口旁设置柴油机房、泥浆泵、处理装置、岩屑池等设备设施，柴油储罐位于井场一角，远离井口和办公区域，危废贮存点远离井口、办公区域和柴油储罐区。岩屑储池长度 40m，宽度 4m，深度 1.5m；应急放喷池在应急状态下开挖，预计长度约 3m，宽度约 4m，深度 2m，容积约 24m^3；危废贮存点占地 2m×3m。

3.6.3 储层改造工程

本项目储层改造工程涉及射孔和压裂作业。

3.6.3.1 射孔工艺

（1）射孔及选层原则

射孔选层主要是利用单井的测井曲线对各层段煤岩的物性进行评价，优选物性好、煤岩结构完整的层段进行射孔来进行优选射孔层段，射孔段选择时应尽可能避开套管接箍。射孔要保证所选弹型能够穿透固井水泥环，连通煤层与井眼。

（2）射孔工艺

采用泵送桥塞-射孔联作工艺进行分段压裂施工，可实现分段射孔、分段压裂的目的。采用电缆传输射孔方式。

3.6.3.2 压裂设计

（1）压裂液

本项目压裂液采用活性水和活性水+滑溜水。

活性水压裂液配方：清水+氯化钾+防水锁剂

一级滑溜水配方：清水+乳液降阻剂+氯化钾+破胶激活剂+破胶剂+防水锁剂

（2）支撑剂

根据本井区储层地层特征及应力情况（闭合压力小于 28MPa），压裂支撑剂主要选用 70/140 目、40/70 目、30/50 目、20/40 目石英砂（承压≥28MPa），满足

评价储层需求。

3.6.3.3 主要设备

储层改造设备见表 3.6-11。

表 3.6-11　单井储层改造设备一览表

设备	型号	数量	备注
压裂车	2000 型	1-2 台	2000 型及以上
混砂车	130 桶	2 台	备 1 台
仪表车	/	1 台	/
随车吊	/	1 台	高压管汇等
水泥车	700 型	1 台	/
砂罐车	12-20m^3	2 台	现场连续加砂
设备	型号	数量	备注
储液罐	3000m^3	1-2 套	可根据现场供水速度调整
压裂井口	700 型	1 座	/
放散管	/	1 根	/

3.6.3.4 压裂井场平面布置

3.6.4 采气集输工程

本次项目煤层气集输部分可依托于拜城一、二期工程规划建设内容及库拜区域瓦斯治理一期工程规划建设内容。因此，本次地面工程主要新增建设内容如下：

（1）拜城区块西区新建井场 7 座，利用原井场 27 座，钻井 104 口，预测最大产能 40.7×10^4m^3/d，新建集输干线 19.2km，新建集气支线 15.6km。

（2）拜城区块中区新建/扩建井场 15 座（其中扩建井场 4 座，新建井场 11 座），利用原井场 12 座，钻井 240 口，预测最大产能 121.25×10^4m^3/d，新建 30 万方（最大 60 万方）集气增压脱水站 1 座。新建集气干线 17.5km，新建集气支线 5.1km。

拜城区块中区西段新建井场 5 座，利用原井场 5 座，单井 71 口，气量 38.9×10^4m^3/d；

拜城区块中区中段新建/扩建井场 7 座，利用原井场 5 座，单井 128 口，气量 64.85×10^4m^3/d；

拜城区块中区东段新建井场 3 座，利用原井场 2 座，单井 41 口，气量 17.8×10^4m^3/d。

（3）拜城区块东区新建井场 6 座，钻井 18 口，预测气量 6.3×10^4m^3/d，拜

城东区考虑第三方零散气回收。

3.6.4.1 采气井场工艺

（1）流程简述

井场内每口单井配 1 座采气计量模块，煤层气从采气树出来后，进入采气计量模块，经过调压、计量后，进入井场凝液缸，分离出液态水后，气相汇入井场集气支线，之后接入集气干线，集输至集气增压脱水站。

（2）井口工艺

①井口工艺流程

煤层气开采方式为排水采气，排水过程贯穿煤层气开采全过程。采气树油管出水，套管出气。在排采初期，采气压力低、气量少，不能进入采气系统管线，需要在井场放空处理；进入正常生产期，井场内的采气树套管出口调压后的煤层气（0.2g，15℃）由采气计量模块完成。各单井采出气分别计量后，汇入集气支线，再接入集气干线中，集输至集气增压脱水站；各单井采出液分别计量后，汇入井场内排采池。

3 井式、4 井式、5 井式、6 井式井场流程除井口数量，其余流程保持一致。

6 井式以上的井场：7 井式井场按 3 井式+4 井式考虑；8 井式井场按 4 井式+4 井式考虑；9 井式井场按 4 井式+5 井式考虑；10 井式井场按 5 井式+5 井式考虑；11 井式井场按 5 井式+6 井式考虑；12 井式井场按 6 井式+6 井式考虑；13 井式井场按 5 井式+5 井式+3 井式考虑；19 井式井场按 5 井式+5 井式+5 井式+4 井式考虑。

采气计量模块每口单井设置 1 座，本次规划建设投产共 362 口单井，采气计量模块共 362 座。

②井口设备选择

排采设备有三种，电潜螺杆泵、56 管式泵+抽油机、射流泵，单井具体排采设备类型根据钻井情况确定。

（3）井场工程量

拜城矿区井场工程量详见表 3.6-12。

表 3.6-12　拜城区块井场工程量

序号	工程量	数量	单位
1 井式井场（16 座）以下为单座井场工程量			

序号	工程量	数量	单位
一	设备		
1	采气计量模块	1	座
2	排采池 120m^3	1	座
3	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
4	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
1	D76×4/20G	30	m
2	D168×5/20#	50	m
3	D114×5/20#	30	m
三	阀门		
1	钢制截止 J41H-16C DN50 1.6	10	套
2 井式井场（10 座）以下为单座井场工程量			
一	设备		
1	采气计量模块	2	座
2	排采池 120m^3	1	座
3	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
4	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
1	D76×4/20G	60	m
2	D168×5/20#	100	m
3	D114×5/20#	60	m
三	阀门		
1	钢制截止 J41H-16C DN50 1.6	19	套
3 井式井场（8 座）以下为单座井场工程量			
一	设备		
1	采气计量模块	3	座
2	排采池 120m^3	1	座
3	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
4	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
1	D76×4/20G	90	m
2	D168×5/20#	150	m
3	D114×5/20#	90	m
三	阀门		
1	钢制截止阀 J41H-16C DN50 1.6	28	套
4 井式井场（17 座）以下为单座井场工程量			
一	设备		
1	采气计量模块	4	座
2	排采池 240m^3	1	座
3	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
4	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
1	D76×4/20G	120	m
2	D168×5/20#	200	m
3	D114×5/20#	120	m
三	阀门		
1	钢制截止阀	38	套
5 井式井场（30 座）以下为单座井场工程量			

序号	工程量	数量	单位
一	设备		
1	采气计量模块	5	座
2	排采池 240m^3	1	座
3	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
4	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
1	D76×4/20G	150	m
2	D168×5/20#	250	m
3	D114×5/20#	150	m
三	阀门		
1	钢制截止阀	47	套
6 井式井场（14 座）以下为单座井场工程量			
一	设备		
1	采气计量模块	6	座
2	排采池 240m^3	1	座
3	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
4	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
1	D76×4/20G	180	m
2	D168×5/20#	300	m
3	D114×5/20#	180	m
三	阀门		
1	钢制截止阀	56	套

3.6.4.2 工艺集输方案

（1）拜城区块西区

本项目在拜城西区钻井 104 口，新建井场 7 座，利用原井场 27 座，本次新建井场新建集气干线，接入西区已建管线后，集输至西区已建 48 万方集气增压脱水站；扩建井场依托已建管网，集输至西区已建 48 万方集气增压脱水站，在站内经过分离、过滤、增压、脱水、CNG 增压（CNG 外输）。

拜城区块西区总体流向如下：各井场煤层气→集气支线→集气干线→西区已建 48 万方集气增压脱水站→初期制成 CNG 拉运外输，后期管道输送至拜城产业园区。最西侧的拜西 69、拜西 70 考虑第三方零散气回收。

拜城西区新建集输干线 19.2km，新建集气支线 15.6km。

（2）拜城区块中区

本次在拜城区块中区新建/扩建井场 15 座，其中扩建井场 4 座，新建井场 11 座，利用原井场 12 座，钻井 240 口，拜城中区西段暂不考虑扩建集气增压脱水站，待产量达到设计后，在三期建设中统一考虑；在拜城中区中段新建 1 座 30

万方集气增压脱水站；中区东段规划建设的集气增压脱水站缓建，中区东段的拜Z45、拜 Z47、拜 Z54 井场考虑第三方零散气回收。

拜城区块中区总体流向如下：各井场煤层气→集气支线→集气干线→中区新建 30 万方集气增压脱水站/依托已建的 30 万方集气增压脱水站→初期制成 CNG 拉运外输，后期管道输送至拜城产业园区。中区东段的拜 Z45、拜 Z47、拜 Z54 井场考虑第三方零散气回收。

本次拜城中区新建集气干线 17.5km，新建集气支线 5.1km。

（3）拜城区块东区

拜城区块东段属于新的区块，在拜城区块东区新建井场 6 座，钻井 18 口，拜城东区考虑第三方零散气回收，规划在拜东 1、拜东 2、拜东 5 分别设第三方零散气回收点。

拜城区块东区总体流向如下：拜东 1、拜东 101、拜东 102 共 3 座井场煤层气→拜东 1 零散气回收点→CNG 槽车拉运至拜城中区中段新建的 30 万方集气增压脱水站；

拜东 2 煤层气→拜东 2 零散气回收点→CNG 槽车拉运至拜城中区中段新建的 30 万方集气增压脱水站；

拜东 5、拜东 502 共 2 座井场煤层气→拜东 5 零散气回收点→CNG 槽车拉运至拜城中区中段新建的 30 万方集气增压脱水站。

3.6.4.3 线路工程

（1）拜城区块西区管网

拜城区块西区新建井场通过新建集气支线，并延长集气干线后，接入已建集输管网。西区本次新建集气干线 19.2km、集气支线 15.6km。

拜城区块西区集输线路工程量见表 3.6-13。

表 3.6-13　西区集气集输线路工程量

序号	拜城区块西区	长度	单位
1	集输线路 dn400 SDR11 PE100 PE 管	19.2	km
2	集输线路 dn250 SDR11 PE100 PE 管	15.6	km
3	扫线宽度 8m，扫线土方量	139200	m^3
4	线路凝液缸	4	座
5	线路预留阀井		
	DN400 预留阀井（以下为 1 个阀井的工程量）	4	座

	钢制球阀 Q41F-16C DN400 PN16	1	个
	异径三通 CF415-DN400×400×250-TR	1	个

拜城区块西区集输线路穿越工程量见表 3.6-14。

表 3.6-14　西区集气集输线路穿越工程量

序号	区域	公路名称	公路等级	路面宽度（m）	穿越方式	穿越长度（m）	穿越次数（处）	套管规格
1	拜城区块西区	县道及主干道	III、IV级	12	顶管+套管	24	2	螺旋缝埋弧焊钢管 D630×12/L290
2		碎石路	/	270	大开挖+套管	270	1	顶进钢筋混凝土套管 DRCPIII1000×2000

（2）拜城区块中区管网

拜城区块中区新建集气干线 17.5km、集气支线 5.1km。拜城区块中区集输线路工程量见表 3.6-15。

表 3.6-15　中区集气集输线路工程量

序号	拜城区块中区	长度	单位
1	集输线路 dn400 SDR11 PE100 PE 管	13	km
2	集输线路 dn315 SDR11 PE100 PE 管	4.5	km
3	集输线路 dn250 SDR11 PE100 PE 管	5.1	km
4	扫线宽度 8m，扫线土方量	90400	m^3
5	线路凝液缸	3	座
6	线路预留阀井		
	DN400 预留阀井（以下为 1 个阀井的工程量）	4	座
	钢制球阀 Q41F-16C DN400 PN16	1	个
	异径三通 CF415-DN400×400×250-TR	1	个

拜城区块中区集输线路穿越工程量见表 3.6-16。

表 3.6-16 中区集气集输线路穿越工程量

序号	区域	公路名称	公路等级	路面宽度（m）	穿越方式	穿越长度（m）	穿越次数（处）	套管规格
1	拜城区块中区	县道及主干道	III、IV级	12	顶管+套管	48	4	螺旋缝埋弧焊钢管 D630×12/L290
2		碎石路及河流	/	180	大开挖+套管	180	1	顶进钢筋混凝土套管 DRCPIII1000×2000

（3）穿越河流情况

本项目输气管线会穿越喀拉苏河和宿相厄肯河流，穿越情况见表 3.6-17。

表 3.6-17　输水管线穿越河流情况表

序	被穿越河	穿越点坐标	次数	穿越	穿越	穿越	套管规格

号	流名称			宽度	长度	方式	
1	宿相厄肯	***	1	8	100	大开挖	φ273×7
2	喀拉苏河	***	1	8	80	大开挖	钢筋混凝土套管DRCPIII1000×2000

3.6.5 采出水系统

本次拜城区域排采工艺产生的排采水先流经井场采排池后管输至储水池，储水池中的废水再管输至拜城县产业园区污水处理厂进行处理，新建输水干线53.32km，输水支线25.42km，外输输水管线109.13km。

3.6.5.1 设计规模

在压裂时期单井产水量35m³/d，在非压裂时期单井产水量10m³/d。

3.6.5.2 线路方案

每座井场均设置有采排池，根据井场井数的不同，采排池的容积有2种规格，分别为120m³和240m³。单井的排液量初期较大，在30m³/d~50m³/d，持续的时间平均为5个月；正常生产后排液量较小，平均为3m³/d~5m³/d，同时单井排液量可人工进行控制。

密闭管输的工艺流程：采排池→提升泵→输水支线→输水干线→储水池

提升泵流量的确定：由于每口井的排液量不同，无法掌握准备的每天及最大时的水量数据，故设计考虑每座井场每天排液量为采排池的容积，即120m³和240m³，泵每天运行12h将采排池内的废水全部外输。则提升泵的排量为10m³/h和20m³/h。针对最大的9井式的井场，每口井排量最大按照50m³/d，则最大小时液量为18.75m³/h＜20m³/h，可见提升泵排量满足要求。泵设置变频控制。

本次将设120m³采排池的井场定为I型，设240m³采排池的井场定为II型。

3.6.5.3 建设内容

（1）输水管线

①拜中西区：根据拜中西区井位部署，该区设有I型井场1座，II型井场8座，最大水量为8座井台同时启泵的情况，水量合计为170m³/h，按“同一批井开采结束后，泵车拖移至下一批井场”的周转模式配置，输水水量按照50%的输送量考虑，输水量为85m³/h。

新建管线涉及到输水干线和井场提升泵出口至输水干线的输水支线。以拜 Z64 井场为起点，终点至拜中西区已建蓄水池，沿途承接来自拜 Z501、拜 Z6、新拜参 1、拜 Z7、拜 Z8、拜 Z9、拜 Z65、拜 Z66 井场的采出水。整个输水管网干管长为 9.68km；支管管线长度为 3.44km。输水支线 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线。输水干线管径选择 DN150 的管线。

②拜中中区：根据井位部署，该区设有 II 型井场 8 座，最大水量为 10 座井台同时启泵的情况，水量合计为 160m³/h，按“同一批井开采结束后，泵车拖移至下一批井场”的周转模式配置，输水水量按照 50%的输送量考虑，输水量为 80m³/h。

以拜 Z22 井场为起点，终点至拜中区域已建蓄水池，沿途承接来自拜 Z20、拜 Z19、拜 Z18、拜 Z17、拜 Z16、拜 Z23、拜 Z59 井场的采出水。整个输水管网干管长为 13.97km；支管管线长度为 2.43km。输水支线 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线。输水干线选择 DN150 的管线。

③拜城西区：根据井位部署，该区域新建井场 34 座，结合现场情况，以及井场、蓄水池的布置，该区域新建 3 条输水干线。

a、1#输水干线：该区设有 I 型井场 6 座，最大水量为 6 座井台同时启泵的情况，水量合计为 60m³/h，按“同一批井开采结束后，泵车拖移至下一批井场”的周转模式配置，输水水量按照 50%的输送量考虑，输水量为 30m³/h。以拜 X86 井场为起点，终点至拜中区域已建蓄水池，沿途承接来自拜 X85、拜 X84、拜 X83、拜 X77、拜 X76 井场的采出水。整个输水管网干管长为 5.44km；支管管线长度为 8.08km。输水支线 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线。输水干线选择 DN100 的管线。

b、2#输水干线：该区设有 I 型井场 12 座，II 型井场 1 座，最大水量为 13 座井台同时启泵的情况，水量合计为 140m³/h，按“同一批井开采结束后，泵车拖移至下一批井场”的周转模式配置，输水水量按照 50%的输送量考虑，输水量为 70m³/h。以拜 X72 井场为起点，终点至拜西区域已建蓄水池，沿途承接来自拜 X44、拜 X6、拜 X46、拜 X14、拜 X13、拜 X23、拜 X11、拜 X1、拜 X39、拜 X78、拜 X74、拜 X41 井场的采出水。整个输水管网干管长为 12.73km；支管管线长度为 9.49km。输水支线 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线。输水干线选择 DN150 的管线。

c、3#输水干线：该区设有 I 型井场 3 座，II 型井场 5 座，最大水量为 8 座井台同时启泵的情况，水量合计为 130m³/h，按“同一批井开采结束后，泵车拖移至下一批井场”的周转模式配置，输水水量按照 50%的输送量考虑，输水量为 65m³/h。以拜 X17 井场为起点，终点至拜西区域已建蓄水池，沿途承接来自拜 X22、拜 X24、拜 X15、拜 X52、拜 X18、拜 X9、拜 X45 井场的采出水。整个输水管网干管长为 11.5km；支管管线长度为 1.98km。输水支线 I 型井场选择 DN65 的管线，II 型井场选择 DN80 的管线。输水干线选择 DN150 的管线。

④拜城中区东段以及拜城东区，由于新建井数量少且分散，以及地势起伏较大，本次不新建输水管线，考虑采用车拉方式。

本次拟将拜中区域万方水池及拜西区域万方水池的采出水，通过提升泵管输至拜城产业园污水处理厂进行处理。干线全长约 109.13km。结合污水处理厂现有处理能力，本次设计输水量按 3800m³/d 确定。

（2）穿越河流情况

本项目输水管线会穿越喀普斯朗河、宿相厄肯河、库列根厄肯、台勒维丘克河，穿越情况见表 3.6-18。

表 3.6-18　输水管线穿越河流情况表

序号	被穿越河流名称	次数	穿越宽度	穿越长度	穿越方式	套管规格
1	喀普斯朗河	2	8	50/150	大开挖	φ273×7
2	宿相厄肯	1	8	100	大开挖	φ273×7
3	库列根厄肯	1	8	150	大开挖	φ273×7
4	台勒维丘克河	2	8	52/120	大开挖	φ273×7

（3）储水池

本次建设 3 座储水池，情况见表 3.6-19。

表 3.6-19　3 座储水池情况统计表

序号	选址位置（水池命名）	容量（万方）	占地面积（m²）
1	拜西57	3	11000
2	拜西73	3.2	10212.8
3	拜西5	5.5	10290

3.6.5.4 主要工程量

采出水系统主要工程量表见表 3.6-20。

表 3.6-20　线路部分主要工程量表

序	名称	型号（结构）	单位	数量	备注

号					
一	输水管线部分				
1	自吸泵	Q=10m³/h H=50m	台	2	
	自吸泵	Q=10m³/h H=100m	台	3	
	自吸泵	Q=10m³/h H=120m	台	5	
	自吸泵	Q=10m³/h H=150m	台	4	
	自吸泵	Q=10m³/h H=200m	台	2	
	自吸泵	Q=10m³/h H=300m	台	5	
	自吸泵	Q=10m³/h H=400m	台	1	
2	自吸泵	Q=20m³/h H=50m	台	3	
	自吸泵	Q=20m³/h H=100m	台	2	
	自吸泵	Q=20m³/h H=120m	台	3	
	自吸泵	Q=20m³/h H=150m	台	3	
	自吸泵	Q=20m³/h H=200m	台	2	
	自吸泵	Q=20m³/h H=400m	台	2	
	自吸泵	Q=20m³/h H=600m	台	2	
	自吸泵	Q=20m³/h H=700m	台	2	
	自吸泵	Q=20m³/h H=800m	台	3	
	自吸泵	Q=160m³/h H=250m	台	5	
3	活塞式水锤吸纳器	DN80 6.4MPa		52	
4	闸阀Z43wF-25C	DN80 6.4Mpa	个	52	配法兰、螺栓、垫片等
5	缓闭止回阀H44H-25C	DN80 6.4Mpa		52	
6	无缝钢管	D89×4	m	1200	3PE防腐、埋深-1.6m
7	柔性复合管	DN65 DN80 6.4MPa	km	25.42	
8	柔性复合管	DN100 DN150 6.4MPa	km	53.32	
9	柔性复合管	DN200 4.0MPa	km	109.13	
10	注气微排阀	DN50 6.4Mpa 压力低于-1724Pa时补气	个	109	配套缓冲塞阀DN50 6.4MPa
11	闸阀Z43wF-64C	DN50 6.4Mpa	个	49	配法兰、螺栓、垫片等
12	压力表（含压力表根阀）	0-10MPa	套	49	
13	阀池	2.0m×2.0m×2.3m（H）	座	20	
14	排气阀井	2.0m×2.0m×1.5m（H）	个	109	
15	稳管墩	C30混凝土 0.8m×0.6m×0.6m	个	100	
16	标志桩		个	400	
17	踪迹警示带	（金黄色 宽500mm）	km	80.8	
18	大开挖施工	套管φ273×7	m	220	11处
19	顶管施工	套管φ273×7	m	120	6处
二	水工保护				

1	C20混凝土		m^3	1000	
2	M10浆砌石截水墙		m^3	2500	
3	石笼护底		m^3	1000	

3.6.6 站场工程

本项目共建设 1 座集气增压脱水站，位于拜城区块中区东段。拜城西区建设的井场依托拜城二期和库拜区域（拜城区域）一期开发项目建设的处理规模为 $40\times10^4Nm^3/d$ 的集气增压脱水站；中区西段建设的井场依托库拜区域（拜城区域）一期开发项目建设的处理规模为 $30\times10^4Nm^3/d$ 的集气增压脱水站；中区东段 $30\times10^4Nm^3/d$ 的集气增压脱水站缓建。拜城西区采用零散气回收的采气井回收后由 CNG 槽车拉运至拜城西区已建的 48 万方集气增压脱水站；拜城中区东段、拜城东区采用零散气回收的采气井回收后由 CNG 槽车拉运至拜城中区中段新建的 30 万方集气增压脱水站。

3.6.6.1 产品方案

拜城产品达到一类天然气，通过管道外输。外输煤层气应满足《天然气》（GB17820-2018）中的一类天然气技术指标，具体要求见 3.6-21。

表 3.6-21　天然气质量要求

项目	一类	二类
高位发热量/（MJ/m^3）≥	34.0	31.4
总硫（以硫计）/（mg/m^3）≤	20	100
硫化氢/（mg/m^3）≤	6	20
二氧化碳摩尔分数/（%）≤	3.0	4.0

3.6.6.2 工艺方案

（1）压力等级

集输系统来气进站压力为 0.05~0.2MPag，该压力无法满足站内处理要求，故需采用增压工艺实现煤层气脱水，一次增压后的压力为 1.0~1.3MPa，二次增压后进入管输气系统的压力为 8.0~9.5MPa、进入 CNG 装车系统的压力为 18~20MPa，因此一次增压前系统的设计为 0.6MPa，一次增压后系统的设计压力为 2.5MPa、二次增压后进入管输系统的设计压力为 10MPa、二次增压后进入 CNG 系统的设计压力为 25MPa。

（2）脱碳工艺

根据《天然气》（GB17820-2018）规范要求，煤层气 CO_2 含量≤3%，根据目前气质组分，拜城区块 CO_2 含量均≤3%，无需进行脱碳处理，但考虑到开采后期，CO_2 含量可能会上升，故站内预留脱碳装置位置。

（3）分离工艺

油气行业常用的分离方法有重力分离、过滤分离和旋风分离，对应的设备分别为重力分离器、过滤分离器和旋风分离器。本项目采用重力式分离+过滤分离二级分离的分离工艺。重力分离器参数见表 3.6-22。

表 3.6-22　重力分离器参数表

名称	工作压力 MPa	工作温度℃	分离气量 $10^4m^3/d$	设备选型 mm	数量（座）	备注
卧式重力式分离器	0.05～0.40	10～40	30	Φ2400×7200	1	
卧式重力式分离器	0.05～0.40	10～40	10	Φ1400×4200	1	成列

选用 3 套Φ1400×4200 的卧式重力式分离器橇。

本工程由于煤层气中含有粉尘，采用煤粉专用过滤分离器，考虑到过滤分离器过滤煤粉时井场堵塞滤芯，需要进行清扫，为了提高设备的稳定性，每个煤粉过滤分离器橇采用 2 台过滤分离器（1 用 1 备）。

过滤分离器参数见表 3.6-23。

表 3.6-23　过滤分离器参数表

名称	工作压力 MPa	工作温度℃	分离气量 $10^4m^3/d$	设备选型 mm	数量（座）	备注
煤粉过滤分离器	0.05～0.40	10～40	30	Φ1800	1	
煤粉过滤分离器	0.05～0.40	10～40	10	Φ700	3	成列

选用 3 套Φ700 的煤粉过滤分离器橇（每座橇上含 2 套φ700 的煤粉过滤分离器，2 套分离器 1 用 1 备）。

（4）增压工艺

采用螺杆式压缩机一次增压+往复式压缩机二次增压的增压方式。根据本站的处理气量为 $30\times10^4Nm^3/d$，不考虑备用机组，压缩机组的配置采用 3 列螺杆式压缩机一次增压+往复式压缩机二次增压的增压机组，选用 3 列处理量为 $10\times10^4Nm^3/d$ 的压缩机组。

表 3.6-24 增压压缩机配置表

增压方式	螺杆式压缩机一次增压压缩机配置	往复式压缩机二次增压压缩机配置
类型	$10\times10^4Nm^3/d$	$10\times10^4Nm^3/d$
进气压力/MPaG	0.05～0.2，设计点0.1	1.0~1.2，设计点1.0
进气温度/℃	20	40
出口压力/MPaG	1.0~1.3，设计点1.3	8.0～9.5，设计点9.5（18～20，设计点20）
出口温度/℃	≤45	≤55
压缩级数	1	2（4）
单机设计点排量$\times10^4Nm^3/d$	10.86	10.38
单机排量范围$\times10^4Nm^3/d$	5～11	8.05～11.04
驱动机功率/kW	630	710

（5）露点控制工艺

1）CNG

CNG压力为18.0～20MPa

生产的CNG气质指标应满足《车用压缩天然气》（GB18047-2017）的要求，具体要求见表3.6-25。

表 3.6-25 车用压缩天然气技术要求

项目	技术指标
高位发热量/（MJ/m^3） ≥	31.3
总硫（以硫计）/（mg/m^3） ≤	100
硫化氢/（mg/m^3） ≤	15
二氧化碳摩尔分数，%≤	3.0
氧气摩尔分数，%≤	0.5
水/（mg/m^3）	在汽车驾驶的特定地理区域内，在压力不大于25MPa和环境温度不低于-13℃的条件下，水的质量浓度应不大于$30mg/m^3$
水露点/℃	在汽车驾驶的特定地理区域内，在压力不大于25MPa和环境温度低于-13℃的条件下，水露点应比最低环境温度低5℃

2）烃露点

配套天然气处理工艺以水露点控制为主，不考虑烃露点控制功能。

3）水露点

由于煤层气经处理后进入外输管网，水露点温度控制指标为-5℃（9.5MPa），可满足管输气的要求。

拜城区域的最低环境温度为-32℃，因此本工程CNG的水露点定为-40℃（20MPa）。

本工程增压后的煤层气有两个外输渠道，煤层气的水露点控制应满足最严格的要求，因此水露点定为-40℃。

2）脱水工艺

采用固体吸附法。

3.6.6.3 主体工艺装置

站内主要设备有进站截断计量橇、出站截断计量橇、气液分离橇、煤粉过滤分离橇、螺杆式压缩机橇、往复式压缩机橇、分子筛脱水橇、电加热导热油橇、仪表风橇、橇装循环冷水机组橇、加气柱、卸气橇、污水收集装车橇、火炬系统。

（1）进站截断计量橇

进站截断计量橇分为两路，每路设有气动式紧急关断阀、气动 BDV 阀和流量计，能够实现自动切断和来气和紧急放空功能，同时可以实现进站的计量。进站压力 0.05~0.20MPa，压力与进站气动紧急切断阀连锁，压力超过 0.20MPa 时，开启紧急放空阀，关闭进站切断阀。并对进站煤层气进行计量后输送到气液分离器。设计参数详见表 3.6-26。

表 3.6-26　进站截断计量橇设计参数统计表

单台设计处理量	$30\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm）
流量操作弹性	20%~120%
操作温度	0～20℃
操作压力	0.05~0.20MPag
设计压力	0.6MPag
建设数量	1座

（2）出站截断计量橇

出站截断计量橇设有气动式紧急关断阀、气动 BDV 阀和流量计，能够实现自动切断和外输和紧急放空功能。出站压力 8.0~9.5MPa，压力与进站气动紧急切断阀连锁，压力超过 9.5MPa 时，开启紧急放空阀，关闭出站切断阀；当压力低于 8.0MPa 时，关闭出站截断阀。并对煤层气进行计量后输送到外输管线。设计参数详见表 3.6-27。

表 3.6-27　进站截断计量橇设计参数统计表

单台设计处理量	$30\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm）
流量操作弹性	20%~120%
操作温度	0～20℃
操作压力	8.0~9.5MPag
设计压力	10MPag

建设数量	1座

（3）气液分离橇

气液分离橇主要包括卧式重力式气液分离器、过滤器及相应阀门、电气、仪表设施组成，主要功能对进站煤层气进行分离、段塞流捕集。

气液器主要功能为分离煤层气中的游离水。设计参数详见表 3.6-28。

表 3.6-28　气液分离橇设计参数统计表

单台设计处理量	$10\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm）
流量操作弹性	20%~120%
操作温度	0～20℃
操作压力	0.05~0.2MPag
设计压力	0.6MPag
建设数量	2座

（4）煤粉过滤分离器橇

煤粉过滤分离器橇主要包括煤粉过滤分离器及相应阀门、电气、仪表设施组成，煤粉过滤分离橇主要功能为过滤煤层气中未经分离出的细小煤粉，防止煤粉进入压缩机及脱水装置，造成下游设备损坏。橇内设 2 台过滤分离器，一用一备。设计参数详见表 3.6-29。

表 3.6-29　煤粉过滤分离器橇设计参数统计表

单台设计处理量	$10\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm）
流量操作弹性	20%~120%
操作温度	0～20℃
操作压力	0.05~0.2MPag
设计压力	0.6MPa
建设数量	3座

（5）螺杆式压缩机橇

螺杆式压缩机橇作为一次增压的压缩机，压缩机系统主要包括进气分离器、喷油螺杆压缩机、润滑油系统、空冷器、控制系统、配电柜等设施，设计参数详见表 3.6-30。

表 3.6-30　螺杆压缩机橇设计参数统计表

单台设计处理量	$10\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm）
流量操作弹性	见压缩机参数表
进气压力	0.05~0.2MPag，设计点0.1MPag
进气温度	0～20℃，设计点20℃
排气压力	1.0~1.3MPag，设计点1.3MPag
排气温度	≤45℃
本次建设数量	3

（6）往复式压缩机橇

往复式压缩机橇作为二次增压的压缩机，压缩机系统主要包括四级压缩往复式压缩机、润滑油系统、空冷器、控制系统、配电柜等设施，设计参数详见表3.6-31。

表 3.6-31　往复式压缩机橇设计参数统计表

单台设计处理量	$10\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm），设计点1.3MPag
流量操作弹性	见压缩机参数表
进气压力	1.0~1.3MPag，设计点1.3MPag
进气温度	30～40℃，设计点40℃
排气压力	8.0~9.5MPag，设计点1.2MPag（18~20MPag，设计点20MPag）
排气温度	≤55℃
本次建设数量	3

（7）分子筛脱水系统

分子筛脱水系统由分子筛脱水橇、橇装循环水冷机组和电加热导热油橇3个橇组成。

分子筛脱水橇主要包括分子筛脱水塔、预冷换热器、预冷分离器、分子筛脱水塔、再生气换热器、再生气空冷器及配套阀门、仪表、电气设施组成，主要功能控制煤层气水露点≤-50℃（20MPag下），满足CNG产品要求。

循环水冷橇主要包括循环压缩机、蒸发器、循环水泵、水箱及配套阀门、仪表、电气设施组成，主要工程是将冷却进分子筛脱水橇的煤制气，将进脱水橇的温度降低到30℃以下，制冷量为159kW。

电加热导热油橇主要包括1座160kW的电加热导热油炉、导热油储罐、导热油膨胀罐、导热油循环泵及配套阀门、仪表、电气设施组成，主要功能为分子筛脱水装置提供再生热源功能。

分子筛脱水橇设计参数详见表3.6-32。

表 3.6-32　分子筛脱水橇设计参数统计表

单台设计处理量	$10\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm）
流量操作弹性	20%~120%
进气压力	1.0~1.3MPag
进气温度	25～30℃
脱水深度	脱水后产品气水露点≤-40℃（20MPag工况下）
再生温度	210~260℃
本次建设数量	3座

（8）污水收集装车橇

污水收集装车橇主要包括污水罐、污水增压泵及配套阀门、仪表、电气设施组成，主要功能控制煤层气露点≤-15℃（9.5MPag下），满足产品外输要求。

污水收集装车橇设计参数详见表 3.6-33。

表 3.6-33　污水收集装车橇设计参数统计表

污水罐容积	20m^3
污水增压泵参数	Q=20m^3/h、H=32m、N=11KW
操作温度	0～20℃
操作压力	0.05~0.4MPag
设计压力	0.6MPag
建设数量	1座

（9）放空火炬

放空火炬设远程电点火装置、流体密封器、常明灯、燃料气调压计量装置及火炬头的放空火炬。火炬采用拉绳式火炬。

（10）仪表风橇

仪表风橇由仪表风螺杆式空气压缩机、吸附干燥装置、仪表风储罐、前置过滤器、后置除油器及配套阀门、仪表、电气设施组成，仪表风橇外置降噪房，由供货商成橇供货。

仪表风橇设计参数详见表 3.6-34。

表 3.6-34　仪表风橇设计参数统计表

空压机的处理量	140Nm^3/h
空压机的出口压力	8.0MPa
空压机的功率	45kW
仪表风干燥装置的处理量	140Nm^3/h
处理后的水露点	-50℃

3.6.6.4 辅助系统

（1）排污系统

生产分离橇、煤粉过滤分离橇、压缩机橇、分子筛脱水橇等设备排污管线引至新建污水收集装车橇。污水收集装车橇内设置污水罐及污水装车泵，全程密闭储存及装车。

（2）放空系统

站内生产分离橇、煤粉过滤分离橇、压缩机橇、分子筛脱水橇、污水收集装车橇等压力容器设置超压泄放安全阀，超压气引至火炬放空。

站内紧急事故发生时，启动进出站紧切断阀，切断气源，并打开紧急放空，对进出站管线和站内气放空。

为了防止放空的煤层气污染环境，站场设放空火炬来燃烧站场及管线放空的气体。

表 3.6-35　放空立管计算成果表

站场名称	名称	放空气量（$10^4m^3/d$）	设备选型	备注
集气增压脱水站	放空火炬	30	DN250　H=20m	放置在站外

3.6.6.5 装置组成

煤层气处理装置详见表 3.6-36。

表 3.6-36　集气增压脱水站主要工程单元统计表

序号	单元名称	主要工程内容
1	进出站单元	进站截断计量橇、出站截断计量橇
2	分离单元	气液分离橇、煤粉过滤分离橇
3	增压单元	螺杆式压缩机橇、往复式压缩机橇
4	脱水单元	分子筛脱水橇、循环冷却机组橇、电加热导热油橇
5	CNG装卸车单元	卸气橇、加气柱、卸气柱
6	仪表风单元	仪表风橇
7	污水储存装置单元	污水收集装车橇
8	放空单元	放空火炬

3.6.6.6 平面布置

拜城中区中段新建集气增压脱水站站内设置人员办公设施。集气增压脱水站功能分区明显，主要有工艺装置区、罐区、辅助生产装置区、LNG 装卸车区、办公区及配电区。

工艺装置区位于站场环形道路的中央位置，装置区分类为 3 列。装置按生产流程从南到北布置，依次为进出站截断计量橇、气液分离橇、煤粉过滤分离橇、一次增压橇、分子筛脱水橇、CNG 增压橇、加臭橇、卸气橇等。

辅助生产区布置在站场的西侧和南侧，依次布置橇装润滑油库房、橇装废润滑油库房、工具间、仪表风橇等。

站场的西北侧为 LNG 装卸区，设 CNG 充气柱、卸气柱及罐车的装卸车场。

站场的东北侧布置配电区，配电区布置箱式变橇、橇装配电室、橇装变频器室等设施。

站场的东侧为办公区，从北往南依次布置站控室、会议室、办公室、生活橇、餐厅、食堂、厕所等橇装房，满足站场人员的办公及就餐要求。

站场的西南侧为罐区，罐区设污水收集装车橇，满足污水储存装车的需求。

放空火炬位于集气增压脱水站站外的西侧，距离站场围墙105m，设置在最小频率风向的上风侧。

3.6.6.7 集气增压脱水站工程量

新建集气增压脱水站工程量详见表3.6-37。

表3.6-37 集气增压脱水站工程量

序号	设备名称	设备规格/参数	单位	数量
一	撬装工艺装置			
1	进站截断计量橇	$30\times10^4Nm^3/d$ 压力等级：0.6MPa	套	1
2	出站截断计量橇	$30\times10^4Nm^3/d$ 压力等级：0.6MPa	套	1
3	气液分离橇	$10\times10^4Nm^3/d$ 压力等级：0.6MPa	套	3
4	煤粉过滤分离橇	$10\times10^4Nm^3/d$ 压力等级：0.6MPa	套	3
5	螺杆压缩机橇	$10\times10^4Nm^3/d$，排压：1.0～1.3MPa	套	3
6	往复式CNG压缩机橇	$10\times10^4Nm^3/d$，排压：8.0～9.5MPa（18~25MPa)	套	3
7	分子筛脱水橇	$10\times10^4Nm^3/d$，操作压力：8.0~9.5MPa	套	3
8	循环冷却机组橇	与分子筛脱水装置配套	套	3
9	电加热导热油橇	与分子筛脱水装置配套	套	3
10	污水收集装车橇	$20m^3/d$，操作压力：0.05~0.4MPa	套	1
11	仪表风橇	$140m^3/h$，排压：0.8MPa	套	1
12	卸气橇		套	1
13	加气柱		套	3
14	卸气柱		套	2
15	火炬系统	设计放空规模：$30\times10^4Nm^3/d$	套	1
16	滤油机	Q=150L/min P=0.6MPa 1u	套	1
17	集气增压脱水站征地	集气增压脱水站：183m×155m；火炬区：35m×35m	m^2	29590
二	站内管线			
1	直缝钢管	/	m	300
2	无缝钢管	/	m	9200
三	阀门、管件部分			
1	阀门	/	套	65
2	管件	/	套	5
3	电伴热材料	配套安装附件		
（1）	防爆电伴热带	40W/m单电源最大使用长度100m 电压220V	m	1200
（2）	防爆首端接线盒		套	30
（3）	防爆尾端		套	30
（4）	不锈钢带		m	100
（5）	铝胶带		m	100
（6）	压敏胶带		m	100
（7）	标签		个	100

3.6.7 主要指标

3.6.7.1 技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.6-38。

表 3.6-38　本项目主要经济技术指标表

序号	项目		单位	数量
1	动用资源储量		t/a	1.69×10^6
2	设计井数		口	362
3	集气管道长度		km	57.4
4	输水管线长度		km	187.87
5	水基钻井液		m^3	46157.95
6	压裂液		m^3	402654.27
7	30 万方集气增压脱水站		座	1
8	柴油		t	1258
9	工程占地	永久占地	m^2	325850.3
10		临时占地	m^2	2517069
11	总投资		万元	318204.38

3.6.7.2 占地情况

本工程总占地面积为 2842919.3m^2，其中永久占地 325850.3m^2，临时占地 2517069m^2。占地类型为裸地、天然牧草地、其他草地、人工牧草地、内陆滩涂、一般耕地（水浇地）、村庄、河流水面、有林地和其他林地，占地面积详见表 3.6-39。在施工期间，场地平整及输电线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。本项目征地手续为钻井和地面分开办理，目前钻井的征地手续正在办理中，地面征地部分尚未启动，后续根据项目进展情况开展地面征地手续办理工作。项目施工需在取得征地手续后方可施行。

表 3.6-39　本工程占地概况一览表

分区		单位	工程量	总占地面积（m^2）	占地性质（m^2）		占地类型	备　注
					永久占地	临时占地		
钻井工程	1 井式采气井	座	3	17850	4462.5	13387.5	天然牧草地（17850m^2）	①占地 85×70m，其中永久占地 42.5×35m；②1 井式井场总量 16 座，利用原井场 13 座平台，已办理过征地手续，不再新增占地面积，本次占地按照 3 座平台计算
	2 井式采气井	座	0	0	0	0	/	①占地 90×75m，其中永久占地 45×37.5m；②2 井式平台井 10 座，均为利用现有井场，已办理过征地手续，不再新增占地面积
	3 井式采气井	座	1	7600	1900	5700	其他草地（1900m^2），裸地（5700m^2）	①占地 95×80m，其中永久占地 47.5×40m；②3 井式平台井 4 座，利用原井场 3 座平台，已办理过征地手续，不再新增占地面积，本次占地按照 1 座平台计算
	4 井式采气井	座	0	0	0	0	/	①占地 100×85m，其中永久占地 50×42.5m；②4 井式平台井 2 座，均为利用现有井场，已办理过征地手续，不再新增占地面积
	5 井式采气井	座	5	47250	11812.5	35437.5	天然牧草地（2835m^2），裸地（1890m^2），一般耕地（水浇地）（10253.25m^2），人工牧草地（189m^2），其他草地（32082.75m^2）	①占地 105×90m，其中永久占地 52.5×45m；②5 井式平台井 5 座，未有利用原井场，本次占地按照 5 座平台计算

分区		单位	工程量	总占地面积（m^2）	占地性质（m^2）		占地类型	备　注
					永久占地	临时占地		
	6 井式采气井	座	4	20900	10450	10450	天然牧草地（2675.2m^2），裸地（18224.8m^2）	①占地 110×95m，其中永久占地 55×47.5m；②6 井式平台井 6 座，利用原井场 2 座平台，已办理过征地手续，不再新增占地面积，本次占地按照 4 座平台计算
	7 井式采气井	座	0	0	0	0	/	①占地 115×100m，其中永久占地 57.5×50m；②7 井式平台井 2 座，均为利用现有井场，已办理过征地手续，不再新增占地面积
	8 井式采气井	座	4	50400	12600	37800	村庄（1108.8m^2），裸地（49291.2m^2）	①占地 120×105m，其中永久占地 60×52.5m；②8 井式平台井 5 座，利用原井场 1 座平台，已办理过征地手续，不再新增占地面积，本次占地按照 4 座平台计算
	9 井式采气井	座	1	13750	3437.5	10312.5	天然牧草地（6613.75m^2），村庄（151.25m^2），裸地（6985m^2）	①占地 125×110m，其中永久占地 62.5×55m；②9 井式平台井 2 座，利用原井场 1 座平台，已办理过征地手续，不再新增占地面积，本次占地按照 1 座平台计算
	10 井式采气井	座	6	97200	22425	74775	天然牧草地（70567.2m^2），裸地（23911.2m^2），内陆滩涂（2721.6m^2）	①占地 130×115m，其中永久占地 65×57.5m；②10 井式平台井 7 座，利用原井场 1 座平台，已办理过征地手续，不再新增占地面积，本次占地按照 6 座平台计算

分区		单位	工程量	总占地面积（m^2）	占地性质（m^2）		占地类型	备　注
					永久占地	临时占地		
	11 井式采气井	座	0	0	0	0	/	①占地 135×120m，其中永久占地 67.5×60m；②11 井式平台井 2 座，均为利用现有井场，已办理过征地手续，不再新增占地面积
	12 井式采气井	座	1	17500	4375	13125	天然牧草地（11287.5m^2），裸地（6212.5m^2）	①占地 140×125m，其中永久占地 70×62.5m；②12 井式平台井 3 座，利用原井场 2 座平台，已办理过征地手续，不再新增占地面积，本次占地按照 1 座平台计算
	13 井式采气井	座	2	37700	9425	28275	天然牧草地（12742.6m^2），裸地（24957.4m^2）	①占地 145×130m，其中永久占地 72.5×65m；②13 井式平台井 2 座，未有利用原井场，本次占地按照 2 座平台计算
	19 井式采气井	座	1	28000	7000	21000	裸地（28000m^2）	①占地 175×160m，其中永久占地 87.5×80m；②19 井式平台井 1 座，未有利用原井场，本次占地按照 1 座平台计算
集气管线区	集气干线	km	36.7	293600	0	293600	村庄（88.08m^2） 裸地（122078.88m^2） 内陆滩涂（557.84m^2） 其他草地（20640.08m^2） 其他林地（645.92m^2） 人工牧草地（616.56m^2） 一般耕地（水浇地）	埋地敷设，临时作业宽度约为 8m

分区		单位	工程量	总占地面积（m^2）	占地性质（m^2）		占地类型	备　注
					永久占地	临时占地		
							（675.28m^2） 天然牧草地（148268m^2） 有林地（29.36m^2）	
	集气支线	km	20.7	165600	0	165600	河流水面（1341.36m^2） 裸地（103317.84m^2） 内陆滩涂（1788.48m^2） 其他草地（1242m^2） 一般耕地（水浇地）（960.48m^2） 天然牧草地（56949.84m^2）	埋地敷设，临时作业宽度约为 8m
	阀池	座	8	72	72	0	天然牧草地（9m^2）裸地（54m^2）其他草地（9m^2）	8 座，单座 9m^2
30 万方集气增压站		座	1	29590	29590	0	天然牧草地（29590m^2）	/
储水池		座	3	31502.8	31502.8	0	裸地（31502.8m^2）	1 座 11000m^2；1 座 10212.8m^2；1 座 10290m^2
道路	进场道路	m	27893	181304.5	167358	13946.5	天然牧草地（90289.64m^2），裸地（91014.86m^2）	宽度 6.5m，路面宽 6.0m
	进站道路	m	200	1800	1600	200	天然牧草地（896.8m^2），裸地（903.2m^2）	宽度 9.0m，路面宽 8.0m
生活营地		座	3	4500	0	4500	裸地（4500m^2）	单座 1500m^2
电力线	架空线路	km	71.5	293760	7760	286000	天然牧草地（47295.36m^2），裸地（173905.92m^2），其他草地（32019.84m^2），人工牧草地（40538.88m^2）	根据设计单位提供资料

分区		单位	工程量	总占地面积（m^2）	占地性质（m^2）		占地类型	备　注
					永久占地	临时占地		
输水管线	管线	km	187.87	1502960	0	1502960	村庄（3757.4m^2） 河流水面（2254.44m^2） 裸地（1145405.82m^2） 内陆滩涂（17284.04m^2） 其他草地（44036.73m^2） 人工牧草地（450.89m^2） 一般耕地（水浇地） （751.48m^2） 天然牧草地（287967.13m^2） 有林地（1052.07m^2）	埋地敷设，临时作业宽度约为 8m
	阀池	座	20	80	80	0	裸地（80m^2）	20 座，单座 4m^2
合计				2842919.3	325850.3	2517069	/	/

3.6.7.3 土石方平衡

本工程总挖方共计 1150409m³，总填方量 1048668m³，借方 10220m³，弃方 111961m³，土石方平衡，无弃方。本项目土石方平衡见表 3.6-40。

表 3.6-40　土石方平衡一览表

工程内容	挖方量（m³）	填方量（m³）	借方量（m³）	弃方量（m³）
钻井平台土方平整	604176	567028	0	37149
集气管线开挖、回填	129360	106400	0	22960
输水管线开挖、回填	263859	225410	0	38448
集气增压脱水站基础开挖、回填、铺设砾石	10220	20440	10220	0
钻前道路土方平整	142794	129390	0	13404
合计	1150409	1048668	10220	111961

注：本项目借方从当地砂石料场购买。

3.6.7.4 能源物料消耗

（1）原辅材料消耗量

①钻井液

根据钻井工程设计，本项目钻井采用无毒无害的水基钻井液，362口井总用量约46157.95m³，钻井液成分为膨润土、CMC-HV、Na_2CO_3、烧碱、包被剂、降滤失剂、封堵剂、润滑剂、重晶石粉等。

②压裂液

对区块内的煤层气井采用连续压裂，改善开发效果。压裂液选择活性水体系或滑溜水体系，支撑剂设计全部采用石英砂，压裂管柱采用坐压多层压裂管柱。压裂液采用活性水体系成分主要有水、氯化钾、防水锁剂；压裂液采用滑溜水体系成分主要有水、乳液降阻剂、破胶激活剂、破胶剂和防水锁剂。

项目 362 口新钻井储层改造工程分批实施，压裂液循环使用，根据设计资料，单井压裂液用量约 4628.21m³。按同批次实施 15 口井考虑，则第一批压裂液用量为 69423.15m³，压裂返排液用于下一批次井场，不足部分使用新压裂液进行补充，预计补充量为每次压裂液需求量的 20%（13884.63m³/次）。压裂施工过程中压裂液用量合计 402654.27m³。支撑剂用量约 286133m³。

③柴油

本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，本项目新钻井 362 口。钻井周期 629d，施工期间共耗柴油 1258t。

（2）主要原辅材料理化性

①钻井液

钻井液主要成分理化性质见表 3.6-41。

表 3.6-41　钻井液主要成分理化性质

类型	成分	理化性质
水基钻井液	膨润土	又称坂土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
	CMC-HV	CMC-HV 是高粘度羧甲基纤维素钠的简称，是一种由纤维素经化学醚化改性得到的水溶性高分子聚合物，核心特点是高增稠、良好滤失控制、较宽温域与 pH 适应性，广泛用于钻井液等油气田化学品体系。外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无臭无味，无毒；易溶于冷水或热水，形成具有一定黏度的透明溶液。溶液为中性或微碱性，不溶于乙醇、乙醚、异丙醇、丙酮等有机溶剂，可溶于含水 60%的乙醇或丙酮溶液。有吸湿性，对光热稳定，黏度随温度升高而降低，溶液在 pH 值 2~10 稳定，pH 低于 2，有固体析出，pH 值高于 10 黏度降低。
	Na_2CO_3	碳酸钠，白色粉末结晶，易溶于水，水溶液呈碱性，在空气中易吸潮结块。
	NaOH	氢氧化钠又称烧碱、火碱或苛性钠。白色结晶，有液体、固体片状三种产品，纯度从 50%至 99%不等，密度 2g/cm^3～2.2g/cm^3，易吸潮，有强烈的腐蚀性。
	包被剂	包被剂多为水溶性高分子聚合物，核心作用是包被钻屑、抑制分散、护壁防塌，并兼具增黏、降滤失与改善流型等功能。外观为白色/淡黄色自由流动粉末，溶于水，形成透明或微浊黏稠液；不溶于烃类、丙酮等有机溶剂。
	降滤失剂	降滤失剂是钻井作业中用于控制钻井液滤失的化学处理剂，其主要作用是在井壁形成薄韧滤饼，减少钻井液中的水分向地层渗透，从而稳定井壁。多为白色、灰白色或淡黄色粉末/颗粒，不溶于油类、乙醇、丙酮等有机溶剂，只溶于水，流动性好，常温下可溶于冷水、热水，溶解后形成均匀、透明或半透明粘稠液体，高浓度下呈胶状，具有明显增稠效果，碱性环境下性能更稳定，常配合烧碱（NaOH）使用。
	封堵剂	随钻堵漏剂外观为灰白色粉末，细度为 60 目，水分≤8%，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，黏附性强，与传统的随钻堵漏剂相比，不受粒径“匹配”限制，适用于各种泥浆体系，可用于封堵漏失层，也可保护低压产层（油、气、水等）。
	润滑剂	主要成分为醇醚类、酯类等，或选择同类型润滑剂，密度 0.94g/cm^3～1.04g/cm^3，pH 值 7~9。

	YB-1	油气层保护剂，外观为固体粉末或粉粒，水分≤10%，密度≤1.5g/cm^3，pH值6~9。
	重晶石	化学组成为$BaSO_4$，白色、灰白色或淡黄色粉末，无臭、无味，不溶于水、稀酸、稀碱及一般有机溶剂，加入后可改善泥饼质量，降低滤失量，能显著提高钻井液密度，有效平衡地层压力、防止井喷、井塌。

②压裂液

本项目压裂液主要成分理化性质见表3.6-42。

表3.6-42　拟建项目压裂液主要成分理化性质

序号	压裂液主要成分	理化性质
1	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。
2	乳液降阻剂	乳液降阻剂（也称乳液型减阻剂）主要是油包水（W/O）反相乳液，核心成分为高分子量聚丙烯酰胺类聚合物，广泛用于气田滑溜水压裂。外观为乳白色或淡黄色均匀粘稠液体，无明显分层、沉淀。是低黏、速溶、高效、环保的油包水乳白色液体，pH中性、固含量30%+、溶解<5分钟、降阻率≥70%，是当前非常规油气压裂主流降阻剂。
3	破胶激活剂	破胶激活剂（也称破胶活化剂）是气田压裂作业中，用于低温（<50℃）条件下加速过硫酸盐（如过硫酸铵）等破胶剂分解的催化助剂，核心作用是降低破胶剂活化能、快速生成强氧化性自由基。其主流为液体复配型，外观为无色/淡黄色透明液体，无悬浮物、分层。是弱碱性透明液体，低黏速溶、低温高效、配伍性强、环保低残，10~50℃下与过硫酸盐复配，实现压裂液快速彻底破胶。
4	破胶剂	破胶剂主要作用是氧化降解压裂液中的高分子聚合物（胍胶、降阻剂等），无明显异味，略有刺激性，破胶剂多为白色结晶或无色透明液体，易溶于水、水溶液呈弱酸性，具有强氧化性，受热可快速分解产生自由基，高效降解压裂液聚合物，使压裂液黏度迅速降低，满足返排要求，配伍性好、残渣低，是油气田压裂施工常用助剂。
5	防水锁剂	防水锁剂（又称水锁抑制剂、助排剂）是气田用于降低表 / 界面张力、改变岩石润湿性、减少水相滞留、防止水锁伤害的核心助剂，外观大都为无色至淡黄色透明液体，无刺激性恶臭，为近中性透明液体，低黏水溶、低泡、耐温耐盐，能显著降低表/界面张力、反转岩石润湿性，有效抑制低渗透储层水锁伤害，配伍性好、环保低毒，是压裂/完井保护储层的关键助剂。

本项目水基钻井液、压裂液原辅材料中，仅氢氧化钠、碳酸钠、过硫酸盐类破胶剂具有腐蚀性、刺激性及强氧化性；其余膨润土、高分子聚合物助剂、氯化钾、重晶石等均为低毒或无毒常规油田化学品，无剧毒、高毒及重大环境风险物质。

3.6.7.5 工程投资

项目总投资 318204.38 万元，环保投资约 4320 万元，占总投资的 1.36%。

3.6.7.6 劳动定员

本项目施工期单井施工人数为 25 人，运营期集气增压脱水站劳动员为 26 人。由阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司负责管理运行。

3.6.8 公辅工程

3.6.8.1 供配电

本次拜城西区井口依托国网 10kV 架空线路、库拜瓦斯治理一期项目 10kV 备用架空线 T 接新建 10kV 架空线路供电；拜城中区西段井口依托库拜一期项目 10kV 架空线路就近 T 接为其供电；拜城中区中段井口依托拜城一期项目 35kV 亚新变电站 10kV 架空一线、10kV架空二线（已建）就近 T 接为其供电；拜城中区东段井口采用就近接至国网线路至井口杆架式变压器，架空线路采用单杆单回方式架设，线径为 JL/G1A-185/30；拜城东区井口由国网 10kV 1072 黑阿线、10kV 1073 黑玉线采用单回 10kV 架空线路至井口杆架式变压器，架空线路采用单杆单回方式架设，线径为 JL/G1A-185/30，其中拜东 1、拜东 101、拜东 102 井场平台采用租赁柴油发电机进行供电。

本工程电气部分主要工程量见表 3.6-43。

表 3.6-43　电气部分主要工程量表

序号	工程内容（名称）	单位	数量	备注
拜城西区				
1	10kV 架空线路 JL/G1A-185/30	km	46	单杆单回
2	高压电缆 YJV22-10kV 3×240	km	3	
3	10kV 真空断路器	套	6	
中区西段				
1	10kV 架空线路 JL/G1A-185/30	km	5	单杆单回
2	高压电缆 YJV22-10kV 3×240	km	0.3	
中区中段				
1	10kV 架空线路 JL/G1A-185/30	km	5.5	单杆单回
2	高压电缆 YJV22-10kV 3×240	km	0.3	
3	10kV 真空断路器	套	2	
中区东段				
1	10kV 架空线路 JL/G1A-185/30	km	11	单杆单回
2	高压电缆 YJV22-10kV　3×240	km	2	

3	10kV 真空断路器	套	1	
拜城东区				
1	10kV 架空线路 JL/G1A-185/30	km	4	单杆单回
2	高压电缆 YJV22-10kV 3×240	km	0.3	
3	10kV 真空断路器	套	2	

3.6.8.2 仪表自动化工程

自控部分主要工程量见表 3.6-44。

表 3.6-44　拜城区域自控主要工程量

序号	设备/材料名称	单位	数量	备注
1	井场（新建/扩建井场46座，利用原井场24座，共新建单井362口）			
（1）	压力变送器（0~1）MPa	台	67	
（2）	超声波液位计	台	60	
（3）	可燃气体探测器	台	210	
（4）	智能排采控制柜RTU系统新增I/O 接线、编程、	项	362	
	组态（共20点）			
（5）	控制电缆	m	375000	
（6）	镀锌钢管 镀锌碳钢，GB/T 3091-2025	m	18900	
（7）	防爆铠装电缆密封接头	个	3800	
（8）	防爆挠性连接管	个	3800	
（9）	仪表支架混凝土安装基础	个	210	
2	30 万方集气增压脱水站 1 座			
（1）	可燃气体检测报警系统			
1）	可燃气体探测器	台	40	
2）	可燃气体报警控制器	台	40	
3）	可燃气体检测报警系统机柜	面	1	
（2）	防爆 ESD 按钮	个	15	
（3）	隔爆型声光报警器	个	15	
（4）	火灾报警系统			
1）	火灾报警控制器（两回路）	台	1	
2）	智能光电感烟探测器	个	25	
3）	声光报警器	个	12	
4）	编址手动报警按钮	个	12	
5）	防爆手动报警按钮	个	12	
6）	缆式线型定温探测器	套	3	
（5）	站控系统			
1）	基本过程控制系统 PLC 共 110 点	套	1	
	PLC 机柜	面	3	
2）	安全仪表系统 PLC 共 170 点	套	1	
	PLC 机柜	面	3	

序号	设备/材料名称	单位	数量	备注
3）	工程师站兼操作员站	台	1	
4）	操作员站	台	1	
5）	操作台	个	5	
6）	工业防火墙	台	2	
7）	网络安全审计系统	套	1	
8）	主机防护系统	套	1	
（6）	控制电缆		61092	
（7）	镀锌钢管	m	1270	
（7）	防爆铠装电缆密封接头	个	200	
（8）	防爆挠性连接管	个	200	
（9）	仪表支架混凝土安装基础	个	45	
（10）	铝合金槽式直通桥架 800×200mm，L=6000mm	个	30	
	铝合金弯通	个	54	
3	调控中心			
（1）	亚新油气公司调控中心扩容组态	项	1	
	新增井场生产数据画面组态共 7240 点			
（2）	亚新乌鲁木齐调控中心扩容组态	项	1	
	新增站场生产数据画面组态共 360 点			

3.6.8.3 道路工程

（1）主要技术指标

①钻前道路

钻前道路采用气田支路标准，设计车速 10km/h，路基宽 6.5m、路面宽 6.0m，设计指标详见表 3.6-45。

表 3.6-45　主要技术指标一览表

项目	指标
轴载标准	BZZ-100
公路等级	气田支路（对标四级公路）
设计车速	10km/h
路基宽度	6.5m
路面宽度	6.0m
路肩宽度	0.25m×2 砂砾土加固土路肩
路面结构类型	25cm 厚砂砾土
汽车荷载等级	公路-II级

②钻井平台

井场顶层采用 30cm 砂砾土加固（应选用井场及道路挖方中砂砾土、碎石土填筑），压实度≥93%。

③站内道路

按厂内支路标准设计，设计速度 15km/h，路面采用天然砂砾路面。

④站外进场道路

按四级公路等级设计，设计速度 20km/h，路面采用天然砂砾路面。

（2）钻前道路及钻井平台方案设计

①钻前道路及钻井平台

新建 23 段道路，长度共计 27839m。各新建井场钻前道路路线情况见表 3.6-46。

表 3.6-46　本次新建钻前工程钻前道路路线一览表

区域	序号	井号	起点	终点	路线长（m）
拜西	1	拜西 6	拜西 6 井场	已有道路	282
	2	拜西 9	拜西 9 井场	已有道路	437
	3	拜西 15	拜西 15 井场	已有道路	341
	4	拜西 17	拜西 17 井场	已有道路	338
	5	拜 X84	拜 X84 井场	已有道路	473
	6	拜 X85	拜 X85 井场	已有道路	1707
	7	拜 X86	拜 X86 井场	已有道路	897
拜中西段	8	拜 Z11	拜 Z11 井场	已有道路	236
	9	拜 Z501	拜 Z501 井场	已有道路	243
	10	拜 Z57	拜 Z57 井场	已有道路	1197
	11	拜 Z58	拜 Z58 井场	已有道路	272
	12	拜 Z64	拜 Z64 井场	已有道路	218
拜中中段	13	拜 Z66	拜 Z66 井场	已有道路	3315
	14	拜 Z23	拜 Z23 井场	已有道路	429
拜中东段	15	拜 Z67	拜 Z67 井场	已有道路	414
	16	拜 Z68	拜 Z68 井场	已有道路	188
	17	拜 Z45	拜 Z45 井场	已有道路	210
拜东	18	拜东 1	拜东 1 井场	已有道路	5698
	19	拜东 101	拜东 101 井场	已有道路	282
	20	拜东 102	拜东 102 井场	已有道路	1890
	21	拜东 2	拜东 2 井场	已有道路	3056
	22	拜东 5	拜东 5 井场	已有道路	5546
	23	拜东 502	拜东 502 井场	已有道路	170
合计					27839

②站内道路

新建 1 个 30 万方集气增压脱水站的站内道路，长度共计 700m。

③站外进站道路

新建 30 万方集气增压脱水站站外进站道路，长度共计 200m。

（3）路基、路面

①钻前道路

路基宽 6.5m，行车道路面宽 6.0m，两侧各设 0.25m 宽 25cm 厚砂砾土加固土路肩，路基压实度≥93%；路面结构为：25cm 厚天然砂砾（或碎石土）+土路基。

②钻井平台

井场顶层采用 30cm 天然砂砾加固，压实度≥95%。

③站内道路

站内路基宽 5.0m，路面宽 4.0m，路面型式采用天然砂砾路面，路面结构为 25cm 厚天然砂砾+土路基。路基两侧设 50cm 宽路肩，采用 25cm 厚天然砂砾加固，路基压实度≥94%。

④站外进站道路

站外进站道路路基宽 9.0m，路面宽 8.0m，路面结构为 25cm 厚天然砂砾+土路基。路基两侧设 50cm 宽路肩，采用 25cm 厚天然砂砾加固，路基压实度≥94%。

（4）主要工程量

本项目道路主要工程量见表 3.6-47、表 4-48、表 4-49。

表 3.6-47　井场道路主要工程量表

序号	项目	单位	数量
1	道路长度	m	27839
2	25cm 厚天然砂砾面积	m^2	187913
3	填方	m^3	142794
4	挖方	m^3	129390

表 3.6-48　集气增压脱水站站内道路主要工程量表

序号	项目	单位	数量	备注
	30 万方集气增压脱水站			
1	站内道路长度	m	700	
2	25cm 厚天然砂砾路面	m^2	2800	考虑交叉口及加铺转角
3	25cm 厚天然砂砾路肩	m^2	700	考虑交叉口及加铺转角
4	路基填方	m^3	1750	
5	路基挖方	m^3	2100	

表 3.6-49　集气增压脱水站站外进站道路主要工程量表

序号	项目	单位	数量

	30 万方集气增压脱水站		
1	道路长度	m	200
2	25cm 厚天然砂砾路面	m^2	1600
3	25cm 厚天然砂砾路肩	m^2	200
4	路基填方	m^3	1400
5	路基挖方	m^3	1500

3.6.8.4 供排水工程

本项目站场附近无可依托的给水系统，生产、生活用水采用水罐车拉水的方式。给排水主要工程量表见表 3.6-50。

表 3.6-50　主要工程量表

序号	材料名称及型号	单位	数量	备注
拜城区块中区中段新建1座集气增压脱水站，工程量如下：				
1）	给水部分			
1	给水用聚乙烯PE管（PE100）De60	m	120	
2	橇装生活给水泵间			
配套：	装配式不锈钢全自动增压水箱 V=8m^3	套	1	
	紫外线消毒装置	套	1	
	设备间配套管路、仪表、阀门等			
2）	排水部分			
1	HDPE双壁波纹排水管DN200	m	200	
2	钢筋混凝土排水检查井φ1000	座	5	配防坠网
3	钢筋混凝土化粪池（20m^3）	座	1	
4	PVC-U塑料排水管（配带管件）DN160	m	10	
	DN50	m	20	
	DN110	m	25	
5	地漏DN50	个	3	
6	成品玻璃钢污水池	座	1	

（1）给水

1）施工期

①钻井液配置用水

根据建设单位提供的资料，钻井液配置用水占钻井液体积比约占 28%，本项目 362 口井钻井液用量为 46157.95m^3，则钻井液配置用水量为 12924.23m^3。办理用水许可证后用水从附近河流取用。

②洗井用水

钻井结束进行洗井作业，洗井液配方为“水+1.0%KCI”，用量和井身结构相关，根据设计资料，362 口新钻井洗井用水总量为 27693m^3（单井平均 76.5m^3）。办理用水许可证后用水从附近河流取用。

③压裂液配置用水

项目压裂过程压裂液水占体积百分比 95%以上。项目压裂液用量 402654.27m^3，其中配置用水量为 382521.56m^3。办理用水许可证后用水从附近河流取用。

④管道试压用水

管道试压分段进行，试压用水循环使用，用水量约 6066.48m^3。

⑤生活用水

本项目设置 3 座施工营地，钻井期人数约 25 人，钻井周期 629 天，地面工程施工期人数约 25 人，工期约 465 天，生活用水系数为 50L/人·d。362 座钻井期生活用水总量为 786.25m^3。地面施工期生活用水约 581.25m^3，生活用水合计约 1367.5m^3。用水来源于附近村镇。

2）运营期

运营期井场无用水。项目区周围无成熟的供水管网，集气增压脱水站内设箱式泵站 1 座。由罐车拉水→8m^3生活水箱→变频给水设备→紫外消毒装置→各生活用水点。

①集气增压脱水站生活用水量

集气增压脱水站为有人值守，站场定员 26 人，每班最高人数 10 人，站内工作人员生活用水量按 10 人预测。生活用水参照《新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额》中用水定额通用值 80L/（人·d），则本项目生活用水量为 0.8m^3/d（264m^3/a）。

②集气增压脱水站餐饮用水量

根据方案设计，集气增压脱水站厨房用水约 1.5m^3/d（495m^3/a）。

（2）排水

1）施工期

①管道试压用水

管道试压产生量约 2484.83m^3，试压废水用于场地降尘。

②生活污水

本项目施工期用水量1367.5m^3，排水量按照给水量的80%取值，则施工期生活污水产生量为1094m^3。钻井期生活污水暂存在生活营地设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县污水处理厂处理。

2）运营期

①井场排采水

本项目运营期单井排采水量约15m^3/d（1.79×10^{6}m^3/a），由管线集输至矿区废水储存池内，后续管输至拜城产业园区污水处理厂处理。

②集气增压脱水站生活污水

集气增压脱水站生活用水量为0.8m^3/d（264m^3/a），生活污水产生量以用水量的80%计，则生活污水产生量为0.64m^3/d（211.2m^3/a）。生活污水先排入站外新建的20m^{3}化粪池收集后，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。

③集气增压脱水站餐饮废水

本项目餐饮废水产生量以用水量的80%计，则生活污水产生量为1.2m^3/d（396m^3/a）。经隔油池隔油处理后与生活污水汇集于化粪池（20m^3）中，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。

④集气增压脱水站分离废水

煤层气进站后，首先经分离器分离出游离水及杂质，再通过分子筛环节进一步脱水。分离出的废水约5451.41t/a，废水水质基本与排采水类似，进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。

⑤循环冷却废水

根据设计方案，本项目脱水站循环冷却排污水2m^3/d，660m^3/a。分别进站内污水罐，收集后拉运至拜城县产业园区污水处理厂处理。

⑥检修废水

集气增压脱水站每年检修1次，每次检修废水产生量约10m^3，直接收集在检修卧式污水罐（容积20m^3）橇车内，定期拉运至拜城县产业园区污水处理厂处理。

3.6.8.5 防腐保温

站场钢质管道及集气干线钢接头防腐层结构：

保温管道外壁：防腐层采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

1）地面保温管道：保温层采用 50mm 厚防水复合硅酸盐管壳保温，外包 0.5mm 铝合金板。

2）埋地不保温管道：无溶剂环氧涂料涂敷三道（400μm）-底漆-聚乙烯胶粘带（搭接为胶带宽度的 50%～55%），防腐层总厚度≥1.4mm。

3）线路聚乙烯管有钢塑转换接头，钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度≥0.6mm。

4）埋地保温管道外壁：保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，防护层采用聚乙烯塑料，保温层厚度偏差±3mm、防护层厚度 3.0mm。采用“管中管法”施工工艺。

防腐保温主要工程量见表 3.6-51。

表 3.6-51　防腐保温主要工程量

序号	管道规格（mm）	长度（m）个	敷设方式	防腐面积（m^2）	防腐结构
1井式井场（12座）					
1	D76×6/20G	见工艺	埋地保温	7.2	保温管道外壁：防腐层采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。埋地保温管道外壁：保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为30mm，防护层采用聚乙烯塑料，保温层厚度偏差±3mm、防护层厚度3.0mm。采用“管中管法”施工工艺。
2	D114×5/20		地面保温	37	
3	D60×4/20		地面保温		
4	D168×5/20		地面保温		
2井式井场（2座）					
1	D76×6/20G	见工艺	埋地保温	14.3	
2	D114×5/20		地面保温	74	
3	D60×4/20		地面保温		
4	D168×5/20		地面保温		
3井式井场（12座）					
1	D76×6/20G	见工艺	埋地保温	21.5	
2	D114×5/20		地面保温	111	
3	D60×4/20		地面保温		
4	D168×5/20		地面保温		
4井式井场（27座）					

1	D76×6/20G	见工艺	埋地保温	28.6	
2	D114×5/20		地面保温	148	
3	D60×4/20		地面保温		
4	D168×5/20		地面保温		
5井式井场（26座）					
1	D76×6/20G	见工艺	埋地保温	35.8	
2	D114×5/20		地面保温	146	
3	D60×4/20		地面保温		
4	D168×5/20		地面保温		
6井式井场（12座）					
1	D76×6/20G	见工艺	埋地保温	43	
2	D114×5/20		地面保温	223	
3	D60×4/20		地面保温		
4	D168×5/20		地面保温		
井场部分钢接头					
1	DN150	28个	5		弹性聚氨酯防腐漆，底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度≥0.6mm
2	DN200	20个	6.3		
拜城区块中区30万方集气增压脱水站					
1	D610X10/L360	200	地面保温		无溶剂环氧涂料，300μm；保温采用50mm厚防水复合硅酸盐管壳保温，外包0.5mm铝合金板
2	D508X10/L360	100			
3	D406.4X8/20	400			
4	D355.6X8/20	100			
5	D323.9X8/20	100			
6	D273.1X8/20	100			
7	D219.1X7/20	600			
8	D168.3X7/20	600			
9	D114.3X6/20	600			
10	D60.3X5/20	200			
11	D406.4X8/20	500	埋地保温		无溶剂环氧涂料，300μm；保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，防护层采用聚乙烯塑料，保温层厚度偏差±3mm、防护层厚度
12	D355.6X8/20	400			
13	D323.9X8/20	100			
14	D219.1X7/20	400			
15	D168.3X7/20	300			

16	D114.3X6/20	400		3.0mm。采用“管中管法”施工工艺。
17	D88.9X5/20	600		
18	D60.3X5/20	500		
19	D88.9X5/06Cr19Ni10	600	埋地不保温	无溶剂环氧涂料涂敷三道（400μm）-底漆-聚乙烯胶粘带（搭接为胶带宽度的 50%～55%），防腐层总厚度≥1.4mm。
20	D60.3X4.5/06Cr19Ni10	200		
集气增压脱水站进出站管线绝缘接头				
1	DN400 PN4	2	绝缘接头	
2	DN150 PN100	1	绝缘接头	
线路部分钢接头				
拜城区块				弹性聚氨酯防腐漆，底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度≥0.6mm
1	DN400	8个	钢接头：4.3	
2	DN250	37个	钢接头：12.7	
线路部分阀池管道				
拜城区块				无溶剂环氧涂料涂敷三道（400μm）-底漆-聚乙烯胶粘带（搭接为胶带宽度的 50%～ 55%），防腐层总厚度≥1.4mm。
1	D426×8/20	500m	660	
2	D273×7/20	240m	205	

3.6.8.6 消防

本工程消防主要工程量表见表 3.6-52。

表 3.6-52 主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	拜城西区			
1	手提式灭火器 MF/ABCE8 使用温度范围：-40℃～60℃	具	338	
2	推车式灭火器 MFT/ABCE35 使用温度范围：-40℃～60℃	具	110	附防晒罩
3	消防器材间（配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等）	座	23	消防专业
4	灭火器箱 XMDDS42L×B×H=520×320×900（mm）	个	169	
二	拜城中区			
一）	井场			
1	手提式灭火器 MF/ABCE8 使用温度范围：-40℃～60℃	具	366	
2	推车式灭火器 MFT/ABCE35 使用温度范围：-40℃～60℃	具	129	附防晒罩
3	消防器材间（配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等）	座	18	消防专业
4	灭火器箱 XMDDS42L×B×H=520×320×900（mm）	个	183	
二）	集气增压脱水处理站			
1	手提式灭火器 MF/ABCE8 使用温度范围：-40℃～60℃	具	60	

序号	工程内容	单位	数量	备注
2	推车式灭火器 MFT/ABCE35 使用温度范围：-40℃～60℃	具	8	附防晒罩
三	拜城东区			
1	手提式灭火器 MF/ABCE8 使用温度范围：-40℃～60℃	具	96	
2	推车式灭火器 MFT/ABCE35 使用温度范围：-40℃～60℃	具	30	附防晒罩
3	消防器材间（配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等）	座	6	
4	灭火器箱 XMDDS42L×B×H=520×320×900（mm）	个	48	

3.6.9 依托工程

3.6.9.1 30 万方集气增压脱水站

（1）基本情况

拜城中区西段集气增压脱水站站址拟选择在拜 Z4 井场东南侧方向 2km 处，设计煤层气处理规模为 $30\times10^4Nm^3/d$。采用 3 列单列处理能力为 $10\times10^4Nm^3/d$ 处理装置。为五级站场，采用全橇装化、模块化建站。

主要功能包括：去除煤层气颗粒、脱水、计量、增压、制 CNG。主要设备包括：进站阀组橇、生产分离橇、粉尘过滤分离橇、螺杆压缩机橇、分子筛脱水橇、CNG 压缩机橇、导热油橇、仪表风橇、加气柱、火炬、卧式污水罐橇。另配备橇装仪控室、橇装机柜间、橇装配电室、橇装变频器室、生活橇、厨房橇、综合工具间、会议室、综合办公室、润滑油品库房、橇装危废库房等。主要建设内容见表 3.6-53。

表 3.6-53　30 万方集气增压脱水站设备一览表

序号	设备名称	设备规格/参数	数量	单位
1	进站阀组橇	$10\times10^4Nm^3/d$，压力等级：1.6MPa	3	套
2	生产分离橇	$10\times10^4Nm^3/d$，压力等级：1.6MPa	3	套
3	粉尘过滤分离橇	$10\times10^4Nm^3/d$，压力等级：1.6MPa	3	套
4	螺杆压缩机橇	$5\times10^4Nm^3/d$，排压：1.3MPa	2	套
5	螺杆压缩机橇	$10\times10^4Nm^3/d$，排压：1.3MPa	2	套
6	橇装循环水冷机组	气处理规模：$10\times10^4Nm^3/d$，入口/出口温度：50/25℃	3	套
7	分子筛脱水橇	$10\times10^4Nm^3/d$，操作压力：1.3MPa	3	套
8	CNG 压缩机橇	$5\times10^4Nm^3/d$，排压：25MPa	2	套
9	CNG 压缩机橇	$10\times10^4Nm^3/d$，排压：25MPa	2	套
10	加气柱	$10\times10^4Nm^3/d$，双枪	6	套
11	电加热导热油橇	160kW（HOLD）	3	套
12	仪表风橇	仪表风供风规模：$120m^3/h$（HOLD）	3	套
13	橇装机柜间	DCS、SIS、GDS 三套机柜	3	套
14	橇装配电室	10kV/0.4kV	3	套

15	橇装变频器室	螺杆压缩机、CNG 压缩机变频器	3	套
16	橇装仪控室	站场规模：$30\times10^4Nm^3/d$，5 列装置	1	套
17	卧式污水罐橇	公称容积：$20m^3/h$，压力等级：1.6MPa	1	套
18	火炬系统	设计放空规模：$30\times10^4Nm^3/d$	1	套
19	泄气橇	泄气规模：$2000m^3/h$，泄气压力：25MPa	1	套
20	生活橇	一体化橇装房，尺寸：≥9.8×3.8m	4	套
21	餐厅橇	一体化橇装房，尺寸：≥9.8×3.8m	1	套
22	会议室	一体化橇装房，尺寸：≥9.8×3.8m	2	套
23	综合办公室	一体化橇装房，尺寸：≥9.8×3.8m	2	套
24	综合工具间	一体化橇装房，尺寸：≥8.0×3.0m	1	套
25	润滑油品库房	一体化橇装房，尺寸：≥8.0×3.0m	1	套
26	门卫室	一体化橇装房，尺寸：≥6.0×2.9m	1	套
27	水冲厕所	一体化橇装房，尺寸：≥5.0×3.0m	1	套
28	橇装危废库房	一体化橇装房，尺寸：≥10.0×4.0m	1	套
29	集气增压脱水站征地	集气增压脱水站：160m×226m；火炬区：28m×87m	38596	㎡
	站内管线			
1	D325×8/20		1500	m
2	D219×6/20		400	m
3	D168×6/20		400	m
4	D60×4/20		400	m
	阀门部分			
1	钢制球阀 Q41H-16C DN100 PN16		10	套
2	钢制球阀 Q41F-16C DN50 PN16		10	套
3	钢制球阀 Q41Y-25 DN25 PN25		16	套
4	钢制球阀 Q41F-16P DN25 PN25		12	套

（2）工艺流程

自集输系统进入站场的煤层气（0.05~0.2MPag，0~20℃）经分离器分离出游离水及杂质后，进入过滤器橇过滤出煤层气中未分离出的细小煤粉，进入螺杆压缩机进行初步增压至 1.4MPag、温度为 30~55℃后，进分子筛脱水橇深度脱水；再经 CNG 压缩机增压至 25MPag，CNG 产品通过充气柱装车，由槽车拉运至下游用户。

①分离游离水

进站阀组橇将煤层气送入生产分离器橇进行气液两相分离，除去液态水滴，气相去粉尘过滤器橇，废水泵入污水罐橇（W2）。本项目各站选用 3 台重力式分离器，单台设计处理量：$10\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm），流量操作弹性：20%～120%；操作温度：0～20℃；设计温度：60℃；操作压力：0.05~0.2MPag；设计压力 1.0MPag；气相出口液滴≤10μm。此过程还有设备运行噪声产生。

②除尘

煤层气进站经生产分离器气液分离后，仍存在一些煤粉等固体颗粒，为保护

后端压缩机、分子筛等处理装置，且保证产品气质合格，需要将煤粉等固体颗粒除去。煤层气经生产分离器橇气液分离后进入过滤分离器橇，橇内设 3 台滤芯式过滤分离器，单台设计处理量：$10\times10^4Nm^3/d$（20℃，1atm）；流量操作弹性：20%～120%。工艺气所含煤粉粒径≤5μm。

分离器定期更换滤芯，产生的废滤芯（S1）主要污染物是滤芯和煤粉，类比同类项目，属于危险废物，产生后在危废贮存库暂存，定期委托有相应经营许可单位清运处置。此过程还有设备运行噪声产生。

③初步增压

为保证分子筛脱水能最高效率的工作，需要将煤层气增压至 1.4MPa。设 3 台螺杆压缩机对煤层气进行初步增加，进气压力：0.05～0.2MPa，单台气处理量：$10\times10^4Nm^3/d$；经过滤器橇过滤的煤层气进入螺杆压缩机进行初步增压后压力为 1.4MPa、温度为 30~55℃。此过程密闭运行，有设备运行噪声产生。

④脱水

分子筛脱水橇主要包括 3 座分子筛脱水塔、过滤器、阀门、仪表电气设施组成，主要功能控制煤层气露点≤-33.7℃（25MPag 下），CNG 产品满足产品要求。脱水工艺采用分子筛脱水工艺，采用双塔工艺。脱水流程分为吸附流程和再生流程，交替进行。单座干燥塔设计处理量：$10\times10^4Nm^3/d$；操作弹性：20%～120%；进气压力：1.2~1.3MPag，设计点 1.3MPag；进气温度：20～30℃；目标产品气脱水深度：脱水后产品气水露点≤-40℃（25MPag 工况下）。

a、吸附流程

来自螺杆机增压后的煤层气，通过前置过滤器过滤后，进入干塔燥，由上至下通过吸附床层后被干燥吸附，达到所要求的露点，通过管线去 CNG 压缩流程。

b、再生流程

一座塔干燥吸附时另一座塔可同时进行再生，部分干燥煤层气经循环风机增压后进入导热油换热器加热，高温干燥的再生气对干燥塔吸附床层由下至上进行再生。再生后的湿气由塔顶进入风冷器及分离器，气体中夹带的液态水被分离后进入污水罐，返回至吸附系统入口。当加热再生结束后对吸附床层进行吹冷，此时导热油换热器停止加热，并将分离器存水排除干净，而循环风机、风冷却器、分离器继续工作，使干燥塔内的吸附床层温度逐步降低。当再生气体出口温度降

到设定值时，循环风机、风冷却器、分离器停止工作，再生冷却过程结束。吸附与再生为两个独立的系统，互不干扰进行。再生为闭式循环，再生气来源和排放与外界无关。

（3）环保手续

本项目拜城矿区中区西段、中区中段及东区零散气回收的煤层气依托中区西段已建的 30 万方集气增压脱水站处理。具体的环保手续履行情况详见表 3.6-54。

表 3.6-54　项目环保手续履行情况表

序号	工程名称	主要建设内容	环评批复及时间	验收批复及时间
1	新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）	本项目在拜城矿区部署 116 口煤层气产能井及地面工程，其中在已建的 30 座井场中加密部署 92 口井，新建 13 座井场和 24 口产能井，新建集气干线 3 条、集气支干线 1 条、集气支线 10 条，管线全长共计 31.504km。在拜城矿区西区集气 CNG 处理站内建设一套处理能力 28 万立方米/天的煤层气处理装置，中区增建 2 座处理能力均为 30 万立方米/天的集气增压脱水站。	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2025〕248 号，2025 年 10 月 24 日	正在组织验收

（4）依托可行性分析

中区西段 30 万方集气增压脱水站目前处于在建状态，预计 2026 年可建设完成，本项目实施年限为三年，达产周期长且产量没有到位，环评要求项目需在依托的集气增压站建成后才可投入运营。

3.6.9.2 48 万方集气增压脱水站

（1）基本情况

拜城西区集气增压脱水站站址选择在拜 X18 井场北侧方向 700m 处，总占地面积 40500m^2，拜城二期项目在西区新建 1 座 20 万方集气 CNG 处理站。采用 2 列处理装置，单列 10×10^{4}Nm^3/d，操作弹性 120%，单列最大处理能力 12×10^{4}Nm^3/d，最大处理能力 24×10^{4}Nm^3/d。进站煤层气处理后通过槽车外运出售，站内预留二期建设场地。库拜区域（拜城区域）一期开发项目在拜城西区集气增压脱水站预留空地建设 28×10^{4}Nm^3/d 处理设备，扩建部分采用 3 列 10×10^{4}Nm^3/d，扩建后设计处理能力 48×10^{4}Nm^3/d。为五级站场，采用全橇装化、模块化建站。

主要功能包括：去除煤层气颗粒、脱水、计量、增压、制 CNG。主要设备包括：进站阀组橇、生产分离橇、粉尘过滤分离橇、螺杆压缩机橇、橇装循环水冷机组、CNG 压缩机橇、加气柱、导热油橇、仪表风橇、火炬、卧式污水罐橇、泄气橇。另配备橇装仪控室、橇装机柜间、橇装配电室、橇装变频器室、生活橇、厨房橇、综合工具间、会议室、综合办公室、润滑油品库房、橇装危废库房等。主要建设内容见表 3.6-56。

表 3.6-56　本项目在西区集气增压脱水站建设内容

序号	设备名称	设备规格/参数	数量	单位
1	进站阀组橇	$10\times10^4Nm^3/d$，压力等级：1.6MPa	3	套
2	生产分离橇	$10\times10^4Nm^3/d$，压力等级：1.6MPa	3	套
3	粉尘过滤分离橇	$10\times10^4Nm^3/d$，压力等级：1.6MPa	3	套
4	螺杆压缩机橇	$5\times10^4Nm^3/d$，排压：1.3MPa	2	套
5	螺杆压缩机橇	$10\times10^4Nm^3/d$，排压：1.3MPa	2	套
6	橇装循环水冷机组	气处理规模：$10\times10^4Nm^3/d$，入口/出口温度：50/25℃	3	套
7	分子筛脱水橇	$10\times10^4Nm^3/d$，操作压力：1.3MPa	3	套
8	CNG 压缩机橇	$5\times10^4Nm^3/d$，排压：25MPa	2	套
9	CNG 压缩机橇	$10\times10^4Nm^3/d$，排压：25MPa	2	套
10	加气柱	$10\times10^4Nm^3/d$，双枪	6	套
11	电加热导热油橇	160kW（HOLD）	3	套
12	仪表风橇	仪表风供风规模：$120m^3/h$（HOLD）	3	套
13	橇装机柜间	DCS、SIS、GDS 三套机柜	3	套
14	橇装配电室	10kV/0.4kV	3	套
15	橇装变频器室	螺杆压缩机、CNG 压缩机变频器	3	套
16	橇装仪控室	站场规模：$48\times10^4Nm^3/d$，5 列装置	1	套
17	卧式污水罐橇	公称容积：$20m^3/h$，压力等级：1.6MPa	1	套
18	泄气橇	泄气规模：$2000m^3/h$，泄气压力：25MPa	1	套
19	生活橇	一体化橇装房，尺寸：≥9.8×3.8m	2	套
20	会议室	一体化橇装房，尺寸：≥9.8×3.8m	2	套
21	综合办公室	一体化橇装房，尺寸：≥9.8×3.8m	2	套
22	润滑油品库房	一体化橇装房，尺寸：≥8.0×3.0m	1	套
23	门卫室	一体化橇装房，尺寸：≥6.0×2.9m	1	套
24	水冲厕所	一体化橇装房，尺寸：≥5.0×3.0m	1	套
25	综合工具间	一体化橇装房，尺寸：≥8.0×3.0m	1	套
26	橇装危废库房	一体化橇装房，尺寸：≥10.0×4.0m	1	套

站内主要设备有进站阀组橇、生产分离橇、粉尘过滤分离橇、螺杆压缩机橇、CNG 压缩机橇、电加热导热油橇、仪表风橇、橇装循环冷水机组橇、加气柱、火炬系统、卧式污水罐橇、泄气橇。

按照站场设备橇块化的要求，结合设备功能、尺寸大小、运输条件等因素，站内设备按橇块化设计，下面按成橇提供，对设备选用及功能描述如下：

1）进站阀组橇

进站阀组橇设有气动式调节阀和气动开关阀，能够实现自动切断和来气调压功能。进站压力 0.05~0.2MPa，压力与进站电动切断阀连锁，压力超过 0.2MPa 时，开启调压放空阀，关闭进站电动切断阀。并对进站煤层气进行分配。

2）生产分离橇

生产分离橇、主要包括生产分离器、过滤器及相应阀门、仪表设施组成，主要功能对进站煤层气进行保护、分离、计量。

3）粉尘过滤分离橇

粉尘过滤分离橇主要功能为过滤煤层气中未经分离出的细小煤粉，防止煤粉进入压缩机造成压缩机磨损。橇内 2 台过滤器，一用一备。

4）螺杆压缩机橇

压缩机橇主要包括喷油螺杆压缩机、润滑油系统、空冷器、控制系统、配电柜等设施，压缩机作为橇块的核心部分，现就压缩机类型进行对比，煤层气的产出机理不同于常规天然气藏，各生产阶段产气量变化较大，因此，本工程压缩机组的选型，主要根据煤层气的生产特点以及来气压力、输气规模、外输压力等条件进行选择。

5）分子筛脱水橇

脱水橇主要包括分子筛脱水塔、过滤器、阀门、仪表电气设施组成，主要功能控制煤层气露点≤-40℃（25MPag 下），CNG 产品满足产品要求。脱水工艺采用分子筛脱水工艺，采用双塔工艺。脱水流程分为吸附流程和再生流程，吸附流程和再生流程交替进行。

6）CNG 压缩机橇

由于 CNG 压缩机气体压力变化很大，压缩机需选择高压缩比、低排量的机型，以往复式压缩机最适合。选用 2 套 $10\times10^4Nm^3/d$ 的 CNG 压缩机，2 套 $5\times10^4Nm^3/d$ 的 CNG 压缩机。

7）加气柱

根据处理站设计规模，本次新建 6 座 $10000Nm^3/h$ 加气柱可满足要求。

8）导热油橇

导热油橇主要由电加热炉、循环泵、储油罐及膨胀罐、装卸油系统、电气仪表自动控制系统及模块内部的管路、阀门等组成。装置由电加热炉，和导热油橇组成，其供货界面为所有与模块外连接的工艺管道均接至模块边沿，并配备配对

法兰、垫片及紧固件。

（2）工艺流程

48 万方集气增压脱水站工艺流程与 3.5.9.1 中 30 万方集气增压脱水站工艺流程一致。

（3）环保手续

本项目拜城矿区西区的煤层气依托西区已建的 48 万方集气增压脱水站处理。具体的环保手续履行情况详见表 3.6-57。

表 3.6-57　项目环保手续履行情况表

序号	工程名称	主要建设内容	环评批复及时间	验收批复及时间
1	新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目	在拜城矿区部署 112 口煤层气产能井及地面工程；新建集气干线 4 条，集气支干线 2 条，集气支线 21 条，管线全长 78.86km；新建 1 座煤层气集气 CNG 处理站及 1 座集气增压站，相应建设供配电、给排水、供热、防腐、办公生活区等辅助工程。	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2025〕174 号，2025 年 7 月 18 日	项目正在实施，还未验收
2	新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）	本项目在拜城矿区部署 116 口煤层气产能井及地面工程，其中在已建的 30 座井场中加密部署 92 口井，新建 13 座井场和 24 口产能井，新建集气干线 3 条、集气支干线 1 条、集气支线 10 条，管线全长共计 31.504km。在拜城矿区西区集气 CNG 处理站内建设一套处理能力 28 万立方米/天的煤层气处理装置，中区增建 2 座处理能力均为 30 万立方米/天的集气增压脱水站。	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2025〕248 号，2025 年 10 月 24 日	项目正在实施，还未验收

（4）依托可行性分析

西区 48 万方集气增压脱水站还未开始建设，拜城区域会根据产量陆续考虑建设集气增压脱水站，本项目实施年限为三年，达产周期长且产量没有到位，环评要求项目需在依托的集气增压站建成后才可投入运营。

3.6.9.3 拜城县产业园区污水处理厂

拜城矿区采取滚动开发，后期建设单位拟在拜城矿区建设污水处理设施用于处理钻井及运行过程中产生的废水，现阶段依托污水处理厂处理废水。

（1）拜城产业园区污水处理厂

①拜城产业园区污水处理厂概况

拜城产业园区污水处理厂位于拜城产业园区重化工业园区新区南部。设计处理规模 20000m³/d，出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918－2002）中的一级 A 标准。一期工程设计处理规模为 5000m³/d。

②环保手续办理情况

2013 年 3 月拜城县工业园区发展建设投资有限公司委托新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心承担《新疆拜城重化工工业园（新区）污水处理及再生回用水厂项目》的环境影响评价工作。2013 年 6 月 14 日，原新疆维吾尔自治区环境保护厅以《关于新疆拜城重化工工业园（新区）污水处理及再生回用水厂项目环境影响报告书的批复》（新环评价函〔2013〕497 号）通过审批。由于项目变更选址及规模，2016 年 6 月拜城县工业园区发展建设投资有限公司委托新疆天地源环保科技发展有限公司编制《新疆拜城重化工工业园（新区）污水处理及再生回用水厂项目环境影响变更说明》并于 2016 年 6 月 22 日取得原新疆维吾尔自治区环保厅《关于新疆拜城重化工工业园（新区）污水处理及再生回用水厂项目环境影响报告书变更的复函》（新环函〔2016〕790 号）。于 2019 年 3 月 31 日通过企业自主验收。排污许可证编号：91652926MABJJJE417001V，有效期限：2022 年 10 月 30 日至 2027 年 10 月 29 日。

二期工程位于一期项目北侧，设计处理规模为 5000m³/d，于 2024 年 1 月 15 日取得由阿克苏地区生态环境局出具的《关于拜城产业园区污水处理设施建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2024〕40 号）。

③污水处理厂处理工艺

污水处理工艺：采用“粗、细格栅及沉砂池+水解酸化池+多级 AO 生物反应池+混凝沉淀+精密过滤器”组合处理工艺。

清净下水处理工艺：采用“调节池+絮凝沉淀+V 型过滤+清水池”组合工艺。

再生回用工艺（深度处理脱盐）：采用“清水池+机械过滤器+双膜法设备（超滤+反渗透）+回用水池/消毒池+中水回用管网”组合工艺。

双膜法设备浓盐水处理工艺：采用“双膜法设备浓盐水池+活性炭过滤器+反渗透+回用水池/消毒池”组合工艺。

反渗透设备浓盐水处理工艺：采用“反渗透设备浓盐水池+离子软化器+频繁倒极电渗析+回用水池/消毒池”组合工艺。

频繁倒极电渗析浓盐水处理工艺：采用“晒盐池”工艺。

污泥处理工艺：采用“污泥浓缩池+机械浓缩脱水一体式带式压滤机”工艺。

臭气处理工艺：采用生物除臭工艺。

④依托可行性

拜城产业园区污水处理厂目前设计处理水量 10000m^3/d，实际处理水量 6000m^3/d，出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。本项目集气增压脱水站产生废水约 18.55m^3/d，井场排采水管输至园区污水处理厂设计 3800m^3/d，污水处理厂目前剩余废水接纳量为 4000m^3/d，尚有富余量。因此依托拜城产业园区污水处理厂可行。

本项目运营期排采水管输至拜城产业园区污水处理厂处理，根据表 2.4-10 污水处理厂进水水质指标，结合排采水水质检测报告（2026 年），本项目排采水中的主要污染物是盐类，溶解性总固体和氯化物均能达到污水处理厂进水水质标准，拜城产业园区污水处理厂具备浓盐水处理工艺，工艺满足本项目需求。

3.6.9.4 拜城县污水处理厂

拜城县污水处理厂建成于 2012 年，处理能力为 0.8 万 m^3/d，主要处理来自拜城县城区生活污水。原有工艺路线为：预处理－混合沉淀池－一级滤池－二级滤池-紫外线消毒池-氧化塘。2019 年进行了提标改造，改造后的工艺路线为：预处理－水解－多段循环深度脱氮除磷工艺（新建）－混合沉淀池－二级滤池（应急）-微絮凝滤池（新建）－紫外线消毒计量池（改造）－氧化塘。提标改造项目已按照环评及批复要求完成了自主验收工作。

目前污水处理厂处理水量 0.8 万 m^3/d，计划扩建 1.2 万 m^3/d，现状污水处理厂从预处理到深度处理及附属处理设施均按 0.8 万 m^3/d 设计，没有考虑远期预留。因此扩建工程从预处理到深度处理及附属处理设施均需新建。扩建计划采用“预处理—A^2O 池—二沉池—高密度沉淀池—反硝化深床滤池—ClO_2 消毒”工艺，出水达到一级 A 标准。项目建设周期为 2025 年～2027 年，本项目施工期生活污水产生量 1094m^3，运营期集气增压脱水站生活污水产生量为 1.84m^3/d，相比每天 8000m^3 的处理量，基本无影响。因此可依托拜城县污水处理厂处理。

3.6.9.5 拜城县生活垃圾填埋场

拜城县生活垃圾填埋场位于拜城县城以北布隆乡 6 村（县道 346 线）13 公里处。拜城县生活垃圾填埋场总占地面积为 18 万 m^2（约 300 亩），总库容 162 万立方米，每天接纳全县生活垃圾 90 余吨。该垃圾场于 2011 年 10 月开工建设，2012 年 12 月竣工投入使用，服务年限为 10 年。目前该填埋场库容接近饱和，即将封场。拜城县城生活垃圾处理二期工程填埋库区占地 90000 平方米，设计处理规模 200 吨/日，该垃圾场于 2017 年 10 月开工建设，2017 年 12 月竣工投入使用，服务年限为 10 年，主要收集拜城县城及周边区域产生的生活垃圾。垃圾填埋场项目已按照环评及批复要求完成了自主验收工作。

目前填埋场每天接纳生活垃圾约 100 吨，本项目施工期生活垃圾产生量为 13.68t，运营期集气增压脱水站工作人员生活垃圾产生量约 1.65t/a，剩余处理能力远大于本项目生活垃圾产生量。因此本项目可依托正在使用的拜城县生活垃圾填埋场。

3.7 工程分析

3.7.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

3.7.1.1 施工期

（1）占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、站场、道路、电力线施工临时占地。永久占地包括井场、集气增压脱水站、道路等。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、道路建设、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道施工作业带宽度约 8m，井场道路施工作业带宽度约 6.5m，进站道路施工作业带宽度约 9.0m 其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2m～3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

井场土地平整会占用裸地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地等，改变土地利用类型。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2a～3a 后可恢复原有使用功能。

（2）破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NOx 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

（3）破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

（4）扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县拜城矿区，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.7.1.2 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及井场周围设防绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.7.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采气设备、设施，封堵煤层和封闭井口，对井场和道路等

占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，可使矿区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.7.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.7.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、采气平台、管线、站场建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、地面工程（采气平台、管线、站场）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

3.7.2.2 运营期

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。其环境影响因素主要来源于气井及与其相关的采气、井下作业、煤层气集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

3.7.2.3 退役期

退役期的环境影响主要为矿区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。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，可能导致地下残余液体外溢等事故发生，产生局部环境污染。

主要污染源构成见表 3.7-1。

表 3.7-1　环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井、储	车辆尾气、设备燃料燃烧	环境空气	临时性污染源，作业结束后	施工期

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
层改造工程	废气		不再产生，但仍存在于环境中	
	钻井废水、压裂返排液、废洗井液、生活污水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	排放钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废弃防渗膜、废振动筛	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	建筑垃圾、生活垃圾	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
采气平台、站场建设、管线施工、道路建设	施工扬尘、车辆尾气、管线焊接废气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水、施工生产废水、生活污水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方、管线焊接吹扫废渣、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
道路建设	占用土地	土壤、植被	持续性影响环境，永久占地	运营期
采气、煤层气集输、输水管线	排采水、生活污水、集气增压脱水站分离废水、循环冷却废水、检修废水、餐饮废水及生活污水	地表水	持续性影响环境的污染源	运营期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥、清管废渣、、废分离器滤芯废油桶、废导热油、含油抹布、劳保用品	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	废分子筛、废离子交换树脂	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	生活垃圾	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	废润滑油、废油桶、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	间断性污染源	运营期
	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

3.7.3 施工期主要施工工艺及产污环节

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、管线、道路等地面工程。

3.7.3.1 钻前工程

钻前准备工作中，在预选井位前首先根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来进行平整井场，修建进场道路，进行设备基础施工（包括钻井、井架、钻井泵等基础设备），其次是搬运钻井设备及安装。

本项目新建进场道路 35930m，路宽 6.5m，进站道路 200m，宽度 9.0m。

道路建设方案：在完成线路勘测、工程设计并获得施工许可后，施工人员进驻现场，进行清场，清除施工场地内杂草等植物残体，然后平整路面，用振动压路机进行碾压；路面施工摊铺碎石基层，压路机压实。

3.7.3.2 钻井工程

钻井工艺主要包括：钻进、录井、测井、固井和完井。钻井过程中产生的污染物主要有施工扬尘、车辆设备尾气、柴油机废气、管道焊接废气、钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活废水、生活垃圾、钻井岩屑、废振动筛、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜、管线施工土方、生活垃圾及建筑垃圾等。

（1）钻进

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井液将岩屑带出，施工过程中需时刻注意钻井泥浆的各项指标，以满足钻井需求。

（2）录井

1）钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻

开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

2）钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开煤层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。

固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

（3）测井

要求施工井队进行的有关测井准备工作：

1）清理井场，确保井场上测井车停车位置与井口之间最少有 30m 安全距离和清洁、平整的场地供测井施工使用。

2）井场电源电压要平稳，电压波动应小于 5%，频率为 50Hz。

3）测井之前必须充分循环钻井液，对钻井液进行调整处理，使井内钻井液均匀，性能稳定，并达到设计要求。

4）遇阻遇卡井段要进行处理，确保测井施工安全顺利进行。如果起钻过程中发生井下落物或落鱼事故，禁止先电测后处理事故。

（4）固井

1）表层套管

①采用常规固井工艺固井。

②表层套管下完先开泵循环，找正并固定好井口后再固井。

③注水泥前注入清水作隔离液。

④现场注水泥施工要连续进行，套管外水泥浆应返出地面。

⑤注水泥时要随时观察井口钻井液返出情况，若发生井漏，水泥浆未返至地面，井口应打水泥帽子。

⑥注水泥结束后，候凝 12h 再动井口。

2）技术套管

①采用双密度防气窜水泥浆体系（微珠低密度+G 级水泥）常规固井。

②下完技术套管后循环洗井。

③现场注水泥施工要连续进行，套管外水泥浆应返出地面。

④注水泥时，要随时观察井口钻井液返出情况，替浆时合理控制替浆量；若发生井漏，水泥浆未返至地面，采用环空注水泥的方法将上部套管自由段封固，挤注压力小于表层套管抗内压的 80%。

⑤注水泥结束后候凝 24h 再动井口。

3）生产套管

①采用双密度防气窜水泥浆体系（微珠低密度+G 级水泥）常规固井。

②电测后分别采用原钻具及加带扶正器通井，通井时准确记录钻具上提、下放时的悬重及变化，以确定下套管的摩阻。通井到底后，边循环边调整钻井液性能，要求性能稳定在最后正常钻进时的性能。对于缩径或者阻卡井段进行反复划眼、通井，保证井眼畅通无阻卡。

③为确保完井固井正常施工和固井质量，按固井模拟计算井底最高压力确定循环洗井最大排量，采用大排量洗井模拟固井，检测地层承压能力，循环无漏失才能提钻下套管。承压能力小于 2MPa 时采用水泥堵漏或配 20m^3 堵漏钻井液（3%蛭石+2%轻钙+2%乳化沥青）循环堵漏。

④下套管前根据完井钻井液密度计算套管伸长量和压缩距并调配套管，井队严格按照设计安装好套管串下部结构、套管扶正器等下井工具和附件。

⑤下完套管后调整钻井液性能，洗井时间不少于 2 个循环周，确保井眼清洁。

⑥采用流变学注水泥方法进行固井施工设计，保证施工过程压力平衡。

⑦水泥浆密度允许偏差范围±0.02g/cm^3，注水泥施工要连续进行，水泥浆预返至地面。

⑧候凝期间不得上提下放井口套管和进行管内通井、循环，固完井候凝 48h，进行固井质量评价测井。

（5）完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。完井方式采用套管固井完井。

1）井口采用环形钢板，并根据表套与生产套管尺寸加工凹槽。

2）生产套管接箍顶面高出地面 25-30cm，井口平面保持水平，偏斜度小于 0.2°。

3）完井井场应做到工完料净，大小鼠洞填平、填实，井场平整。

4）固完井后尽快上提生产套管将环形钢板套上并焊接在表层套管上，然后下放生产套管坐在环形钢板上。

5）生产套管母扣上丝堵，扣上井口帽并点焊在套管头上将井口封牢，环形钢板上电焊井号、施工队号标记，用砖和水泥砌盖井口并标上井号、施工队号。

6）如果生产套管水泥浆未返出地面，钻井队需要在井口加工长宽深为 1m×1.2m×0.5m 的方井或半径 1.5m×0.5m 圆井，方便后续加装注浆口。

3.7.3.3 储层改造工程

1、开工准备

搬家到位，立井架，入井油管及工具检查，施工方案技术交底，开工准备结束后，由甲方、监理、服务承包商等单位进行技术交底，井控、安全、装备验收合格后方可施工。

2、装井口

卸掉生产套管的保护罩，连接升高短节，升高短节上部母扣与法兰相连，再安装井口套管四通，套管闸门一侧接放喷管线至放喷池并进行固定。

3、通井、刮管、洗井

（1）通井

地面对通井规的外形、尺寸进行检查，并对工具内外径、长度等进行丈量记录，确认工具符合设计要求。根据设计连接符合要求的通井工具，通井至人工井底，并探人工井底，重复两次。通井时应平稳操作，在起管柱过程中，应及时向井内补灌压井液，保持液柱压力平衡。要求起下管柱过程中，遇卡时不得猛提猛放。起出通井规后清洗干净，仔细检查通井规表面有无划痕或损坏，并详细记录。

（2）刮削

地面对刮削器的外形、尺寸进行检查，并检查刀片是否能完全收回，保持刮削器处于良好状态。配置符合要求的管柱结构，刮至射孔段以下；刮削管柱不得带有其他工具。提下油管过程中，严格控制提下速度，严禁猛提猛放。刮削时应平稳操作，在起管柱过程中，应及时向井内补灌压井液，保持液柱压力平衡。起

出井内全部刮削管柱，仔细检查刮削器表面有无划痕或损坏，并详细记录。

（3）洗井

刮削管柱下到位后，用清水正洗井替出井内全部液体并洗出刮削杂物，排量≥500L/min，循环洗井 2 周至进出口液体性能一致，出口液体干净，无杂质污染物为合格。洗井过程中，随时观察并记录泵压、排量、出口量及漏失量等数据。洗井过程中加深或上提管柱时，洗井液必须循环两周以上方可动管柱，并迅速连接好管柱，直到洗井至设计深度。

（4）资料录取

通井规的规格、尺寸，通井深度、遇阻位置、指重表变化值及对应深度等必要数据，在班报上记录。刮削器的规格、尺寸，刮削深度、遇阻位置、指重表变化值及对应深度等必要数据，在班报上记录。

4、井筒试压

安装 180 通径平板阀，用压裂车连接套管闸门，采用清水对套管试压 75MPa，稳压 10min，压降小于 0.50MPa 为合格；试压不合格必须查出原因，再进行下步措施。

5、射孔作业

（1）电缆传输射孔

严格按照射孔通知单内射孔参数进行射孔作业。装电缆射孔防喷器，并按规定试压合格。采用电缆传输射孔方式。射孔观察后起出射孔枪。电缆射孔时应安排专人观察井口显示情况，并作好相应井控工作。

（2）电缆射孔桥塞联作

安装井口电缆防喷器并试压合格后，防喷管打与井筒一致的平衡压力，然后用电缆下桥塞、射孔枪及配套工具并采用符合要求的密封电缆密封装置。

采用多级点火技术，电缆一次将座封工具、桥塞以及射孔枪送至预定深度。先点火座封桥塞后，再上提工具串至预定深度，分别射开各射孔段。

6、压裂作业

摆好施工车辆及辅助车辆，连接好地面高低压管线，对高压管线及井口按要求试压。按照泵注程序进行主压裂施工

施工要求：

按设计泵注程序进行施工，施工过程中应根据施工压力变化情况及时调整施

工参数。

（1）注前置液：开泵后根据现场情况提高施工排量达到设计要求，同时控制施工压力在超压保护范围之内。

（2）加砂：施工压力正常、排量稳定，按设计要求进行加砂，在加砂过程中要随时观察压力变化，保证连续注入。在出现异常时，压裂工程师要认真分析原因，及时准确采取措施，确保施工成功。

（3）顶替：顶替液量要求把高压管线中的携砂液全部送入地层。

（4）测压降：压裂结束后，记录瞬时停泵压力，并测压降曲线 60min。

（5）资料录取

7、放喷及排液

压裂施工结束后，开井放喷，压后排液既要防止地层出砂、出煤粉，又要尽可能排出压裂液。在排液期间应观察排出液体中是否有压裂砂、煤屑；同时记录放喷排液时间、压力、液量、累计液量、pH 值等，至井口有极少量或无液体返出时，视为排液结束。具体要求以《压后关井扩压、排液通知单》为准。

8、通井（钻塞）

根据实际情况调试工具，下入钻磨管柱，调整参数进行下放，后续完成桥塞钻磨作业。

9、冲砂作业

排液结束井口无溢流后开始冲砂作业。

3.7.3.4 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、设备安装、管线敷设、场站建设等内容。

（1）井场建设

拟建项目新建井场地面拟全部采用素土压实。井场内建设有井口区、采出水排采池、放空区、修井区，为无人值守井场。

（2）井口设备安装

井场内每口单井配 1 座采气计量模块，煤层气从采气树出来后，进入采气计量模块，经过调压、计量后，进入井场凝液缸，分离出液态水后，气相汇入井场集气支线，之后接入集气干线，集输至集气增压脱水站。

（3）管线敷设

①场地平整

管线工程施工首先进行施工放线，现场施工放线确定路由后，即进行施工作业带线路的清理，对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植物等进行清点造册。

清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。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。施工完毕之后，要注意施工作业带的恢复工作，使土地恢复原有状态。

②管沟开挖

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程管道敷设采用埋地。

新建集气支线采用 DN250 PE 管，长度 20.7km，集气干线采用 DN315 DN400 PE 管，长度 36.7km，保温埋地敷设，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，管底标高-1.50m。

新建输水支线采用 DN65、DN80 柔性复合管，长度 25.42km，新建输水干线采用 DN100、DN150 柔性复合管，长度 53.32km，管道保温后埋地敷设，保温层为 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，管底埋深-1.5m。

④试压回填

管道回填时，先用细土回填 50cm，再用其他土回填并夯实，原有熟土最后恢复。回填土中不得有坚硬土石、垃圾、腐殖质等，管道两侧及管顶 0.5m 内的回填土，不得含有碎石砖块等杂物，且不得用灰土回填，距管顶 0.5m 上的回填土中的石块不得多于 10%，直径不得大于 0.1m，且均匀分布。主管道警示带敷设前应将敷设面压实，并平整地敷设于管道顶正上方 0.5m，且不得敷设于路基和路面里。

⑤场地恢复

施工结束后，进行生态恢复，及时清除施工垃圾，对施工现场进行回填平整，尽可能覆土压实，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，以减少风蚀量。

（4）集气站施工工艺

本项目建设 1 座集气增压脱水站，施工期工程内容主要分为构筑物的建设及设备的安装，产生施工扬尘、装修废气，施工废水、噪声、建筑垃圾等。

（5）道路建设

本项目新建进场道路 35930m，进站道路 200m，道路建设内容有气田公路、巡井道路、集气增压脱水站道路。施工过程中对地表清理、平整后铺碎石面层，无弃方产生。

（6）输配电工程施工

架空输电线路施工主要为：塔坑开挖前，先进行定位，确定位置后采用机械及人工辅助开挖。开挖后将杆塔采用流动式起重机组立，导线放线方法是将导线沿电杆根部放开后，再将导线吊上电杆。

3.7.3.5 产污环节分析

（1）废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆废气、钻井时柴油机排放的废气及管线焊接废气。

施工扬尘主要产生于管线施工、井场施工以及施工机械及运输车辆往来；施工车辆废气主要为施工过程中各类车辆尾气；钻井时柴油机、钻井柴油发动机废气；管线焊接主要为施工过程中管道焊接过程产生的废气。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括压裂返排液、废洗井液、管道试压废水和生活污水。

压裂返排液钻井完成后，压裂作业过程产生的返排液；项目完钻通井后需对完钻井进行洗井，会产生废洗井液；管道试压废水是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生的废水；施工期施工人员在生活营地内生活会产生一定量的生活污水。

（3）噪声

施工噪声为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

（4）固废

施工期产生的固体废物主要有钻井岩屑、废振动筛、机械设备废油及废油桶、

废弃防渗膜、含油抹布、劳保用品、建筑垃圾和生活垃圾等固废。

钻井固废（含钻井岩屑和泥浆）主要为钻井过程中产生的水基钻井岩屑；振动筛主要产生于泥浆岩屑分离过程振动筛的定期更换；其他固废主要产生于钻井、压裂等作业过程中，主要有废防渗膜、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的机械设备废油和废油桶；管道敷设开挖产生的施工土方，施工人员生活垃圾主要是施工现场人员产生的生活垃圾。

3.7.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有采气、煤层气集输及处理、井下作业等作业过程。

3.7.4.1 采气

采气是借助气层的自身压力或使用机械方式，使天然气从地下气藏产出的工艺过程。

3.7.4.2 煤层气集输

（1）总体工艺流程

煤层气在井场从采气树进入采气计量橇调压、计量、初步除液后，汇入井场外输管线，通过集气支线在阀池处接入集气干线，直接集输至集气增压脱水站处理。进集气增压脱水站的煤层气处理后通过槽车拉运外售。

（2）井场采气工艺

井口采用“1 井 1 泵”的布置方式，每台泵对应一口井。井场内每口单井配套 1 座采气计量橇，采气树内管出水，套管出气。采气树套管节流阀后的煤层气（0.2MPa，15℃）经计量后进入采气管线。排采水经计量后进入井场排采池，定期拉运处理。井场设置放空火炬，用于非正常工况下火炬燃烧排放。

排采过程产生污染物主要为排采液。

3.7.4.3 处理工艺

煤层气进入集气增压脱水站压力为 0.05~0.2MPa（g），温度为 0~20℃，需一次增压至 1.0~1.3MPa（g）进行脱水处理，脱水处理后的煤层气经过二次增压后既可外输进集输管网也可生产 CNG 外运。

总体工艺流程如下：自集输系统进入站场的煤层气（0.05～0.2MPag，0～20℃）经分离器分离出游离水及杂质后，进入过滤器橇过滤出煤层气中未分离出的细小煤粉，经过螺杆式压缩机进行一次增压，增压后压力为 1.0~1.3MPag、温度为 30～45℃的煤层气，进行分子筛脱水，脱水后的煤层气采用往复式 CNG 压缩机进行二次增压，二次增压后煤层气有两个外输渠道，一个渠道增压到 8.0~9.5MPag 通过外输管线输送到下游站场，另外一个渠道为增压到 20MPag 通过 CNG 罐车外运。

3.7.4.4 产污环节分析

（1）废气

本项目运营期产生大气污染物的主要环节为煤层气集输处理过程中挥发的无组织烃类气体、温室气体，以及集气增压脱水站工作人员生活产生的食堂油烟。

（2）废水

本项目运营期产生废水的主要环节为井场排采水、集气增压脱水站分离废水、循环冷却废水、检修废水、餐饮废水和生活污水。

（3）噪声

项目运营期噪声主要来自井场、集气增压脱水站、井下作业设备的各类机泵、巡检车辆等。

（4）固废

本项目运营期产生的固体废物主要包括生产过程中产生的危险废物；其中危险废物主要来自清管废渣、废润滑油及废油桶、废弃防渗膜、含油污泥、废分离器滤芯、废导热油、含油抹布、劳保用品；一般固废包括废分子筛、废离子交换树脂；生活垃圾等。

3.7.5 退役期主要工艺过程及产污环节

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。

3.7.5.1 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）有关规定进行退役封井处置。

（1）封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

（2）封井用水泥的选用和配制，应按《常规修井作业规程 第14部分：注塞、钻塞》（SY/T 5587.14-2013）的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

（3）低压井在生产套管水泥返高以下、最上部气层射孔井段以上200m内，注50m长的水泥塞；然后在距井口深度200m以内注50m长的水泥塞封井；高压井在气层套管水泥返高以下、最上部气层射孔井段以上200m内先打高压桥塞，再在桥塞上注50m长的水泥塞，最后在距井口深度200m以内注50m长的水泥塞封井。

（4）周边存在采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

（5）封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

（6）已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于5mm的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照气田相关要求统一做好标识，并记录存档。

（7）建立报废井档案。每年至少巡检1次，并记录巡井资料。

3.7.5.2 设备清洗

报废管线清洗后，采用盲板进行封堵，原地弃置不挖出。为减轻废弃管线处置对周边环境的不利影响，管段均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及管壁清洗，清洗废水输送至或由密闭罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂，不排入周围环境。

3.7.5.3 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的危险废物，直接由具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

3.7.5.4 场地清理及修复

设备搬迁后，井场内污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清。最后按照《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）要求，将占地恢复原貌。

3.7.5.5 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工机械废气、施工噪声、清管废水、废弃建筑残渣等。

3.7.6 施工期污染源及源强核算

本次施工期环境影响因素主要表现在钻井工程、集输管线、集气增压脱水站、道路建设及电力线建设等施工活动中。废气主要为大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、施工扬尘及汽车尾气、焊接废气；废水主要为压裂返排液、管道试压废水和生活污水；噪声主要为钻井设备、施工机械及施工车辆噪声；固体废物主要为钻井岩屑、废土石方、生活垃圾、机械设备废油、废弃防渗膜和建筑垃圾，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.7.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为管线敷设、场站工程等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气、管道工程焊接工段产生的焊接废气等。

（1）施工扬尘

项目施工扬尘主要是场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

（2）柴油发电机燃油燃烧废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，本项目钻井 362 口。钻井周期 629d，施工期间共耗柴油 1258t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E=(Y\times EF)\times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 CO、HC、NO_X、$PM_{2.5}$ 和 PM_{10} 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EY—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E=2\times Y\times S\times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 SO_2 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

柴油组分执行《车用柴油》（GB19147-2016）标准要求，柴油发电机组设备执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。柴油燃料使用国六标准化低硫清洁柴油。柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.7-2。

表 3.7-2　柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量（t）	排放量（t）
CO	10.72	1258	13.49
NOx	32.79		41.25
HC	3.39		4.26
SO_2	0.02		0.025
PM_{10}	2.09		2.63
$PM_{2.5}$	2.09		2.63

注：①除 SO_2 外，其余污染物的排污系数来源于《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》中表 5 中的工程机械。

②据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 0.02kg。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（3）车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO_2 为 5.78kg/d，SO_2 为 0.064kg/d。本次施工期以 1094d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.7-3。

表 3.7-3　施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放（t）			
	烃类	CO	NOx	SO_2

车辆尾气	2.35	1.38	6.32	0.07

（4）集输管道焊接废气

项目输气管线为 PE 材质、输水管线为柔性复合管，管道敷设过程中采用加热板焊接，焊接过程中会有少量有机废气产生，由于项目施工区域位于开阔地带，且焊接量小，产生的有机废气经自然扩散后不会对周围大气环境产生不利影响。

3.7.6.2 废水污染源

本项目在钻井施工过程中采用固液分离装置，分离出的液相循环使用，完井后剩余泥浆由钻井队找专业公司回收利用，无钻井废水产生。项目施工期废水主要为：压裂返排液、废洗井液、管道试压废水及施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

根据压裂设计，压裂期间单井使用压裂液平均用量为 4628.21m^3，根据同类项目施工数据可知，按同批次实施 15 口井考虑，压裂液返排量按 20%计，压裂返排液可重复利用，根据前文计算，压裂施工过程中压裂液用量合计 402654.27m^3，预计最终产生的压裂返排液为 80530.85m^3。主要污染物为悬浮物、COD 等，本项目实施年限为三年，三年中陆续有开发项目建设，产生的压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用。

（2）废洗井液

本项目完钻通井后需对完钻井进行洗井，废洗井液产生量基本和洗井用水量一致，各井均设置有洗井液储罐，容积为 100m^3，可满足储存需求。废洗井液排入收集罐后可用于后续其他井场使用。最终无法利用的拉运至储水池，集中收集后管输至拜城产业园区污水处理厂处理。

（3）管道试压废水

项目集输管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目新建管线主要为集气干线 36.7km，集气支线 20.7km，输水干线 53.32km，输水支线 25.42km。试压水可循环使用，水质不满足试压要求时，再补充试压用水。经核算，实际试压用水为 6066.48m^3，废水产生率取 80%，则管道试压废水产生量约为 2484.83m^3，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L～60mg/L。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

项目试压废水产生量见表 3.7-4。

表 3.7-4　本项目试压废水产生量统计表

序号	管线半径/mm	管线长度/km	系数取值	试压废水量/m^3
1	集气干线/200	32.2	1.5	6066.48
2	集气干线/157.5	4.5		525.77
3	集气支线/125	20.7		1523.39
4	输水干线/75	53.32		1412.65
5	输水支线/40	25.42		191.57
按 80%循环量，则废水产生量：				2484.83
注：1.试压废水计算公式为：管线容积×1.5。 2.管线试压废水优先考虑循环使用，5 条不同管径的集输管线试压废水产生量最大为 6066.48m^3，每次循环水量按 80%计，则 5 条不同管径试压后，最终废水产生量为 6066.48×80%×80%×80%×80%=2484.83m^3。				

（4）生活污水

项目施工期施工人数为 25 人，每人每天用水量约 50L，本项目施工期 1094d，则整个施工期间生活用水为 1367.5m^3，按照排污系数 0.80 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 1094m^3。施工期生活污水暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理。

3.7.6.3 噪声污染源

噪声源主要为施工机械噪声及施工车辆交通噪声，噪声级在 60～105dB（A）之间，施工期主要噪声源详见表 3.7-5、表 3.7-6。

表 3.7-5　钻井施工机械设备噪声一览表　　单位：dB（A）

噪声源名称	噪声源位置	声功率级〔dB（A）〕	排放规律	噪声特性	降噪措施	运行时段
柴油发电机	钻井井场	80～90	间歇	机械	在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施	钻井工程
钻机		100～105		机械		
钻井液循环泵		95～100		机械		
施工机械		85～100		机械		钻前工程、钻井工程
施工车辆	交通噪声	60～90	间歇	机械	加强保养维修	
压裂车/混砂车/仪表车/砂罐车	交通噪声	60～90	间歇	机械	加强保养维修	储层改造

表 3.7-6　地面工程施工机械设备噪声一览表　　单位：dB（A）

序号	噪声源	距离声源 1m	特征
1	液压挖掘机	82~90	宽频噪声
2	轮式装载机	90~95	宽频噪声
3	推土机	83~88	低频噪声

4	吊管机	80~88	间断，持续时间短
5	重型运输车	82~90	流动源
6	木工电锯	93~99	间断，持续时间短
7	电锤	100~105	间断，持续时间短
8	振动夯锤	92~100	低频噪声
9	打桩机	100~105	低频噪声
10	焊机	85~95	间断，持续时间短
11	混凝土输送泵	88~95	宽频噪声
12	商砼搅拌车	85~90	宽频噪声
13	混凝土振捣器	80~88	宽频噪声
14	角磨机	90~96	间断噪声
15	空压机	88~92	宽频噪声

3.7.6.4 固体废物

施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井期产生的钻井岩屑、废振动筛、机械设备废油及废油桶、废弃防渗膜、含油抹布、劳保用品、建筑垃圾和生活垃圾。

（1）生活垃圾

本项目施工周期 1094 天，施工人数合计 25 人，每人每天产生生活垃圾按 0.5kg 计，整个气田施工期间产生的生活垃圾为 13.68t。项目施工期地面工程共设置 3 座生活营地，集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理。

（2）钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用固液分离装置进行固液处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水外排。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

式中：W－钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；二开井型：一开 311.2mm，二开 215.9mm；三开井型：一开 374.6mm，二开 241.3mm，三开 171.4mm；

h－井深，m；

d－所钻岩石的密度（g/cm^3），取 $2.5g/cm^3$；

α－岩石膨胀系数，取 4.0。

本工程产生岩屑量见表 3.7-7。

表 3.7-7　本工程钻井岩屑产生量

井型	井数	结构	D 井眼直径（m）	总岩屑量（t）
直井	9	一开	0.3112	1778.95
		二开	0.2159	6375.99
定向井	68	一开	0.3112	13529.73
		二开	0.2159	42412.09
水平井	90	一开	0.3112	6842.13
		二开	0.2159	67723.46
水平井	8	一开	0.3746	2291.23
		二开	0.2413	6976.74
		三开	0.1714	1562.66
定直井	176	一开	0.3112	34393.11
		二开	0.2159	119804.2
定直井	11	一开	0.3746	3150.44
		二开	0.2413	8525.30
		三开	0.1714	1497.86
合计	362	/	/	316863.89

计算得知：本项目 362 口井共产生水基岩屑 316863.89t，进井场岩屑储池。根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026），水基岩屑、剩余固相根据相关国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。

（3）废振动筛

项目钻井施工钻井泥浆岩屑分离过程平均更换振动约 32 片/月/井，单井钻井以平均周期 26 天计，共需钻井 362 口，单片振动筛重量约 5kg，废振动产生量约 50.20t。振动筛材质为不锈钢，对照《固体废物分类与代码目录》，固体废物代码为 S59—900-009-S59：废过滤材料。废振动筛由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

（4）管线施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场、阀池、场站等建设产生；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余量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

（5）机械设备废油及废油桶

钻井及修井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油及废油桶等。根据建设单位提供数据，单井井场钻井期产生的废润滑油及废润滑油桶为 0.05t，整个施工期废润滑油及废润滑油桶的产生量共计 18.1t。机械设备废油、废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中的 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码分别为 900-214-08（危险特性：毒性、易燃性）、900-249-08（危险特性：毒性、易燃性），暂存于井场的危废贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（6）含油抹布、劳保用品

机械设备检修维护过程中产生的含油抹布、劳保用品属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中的 HW49 其他废物（废物代码为 900-041-49，危险特性为毒性和感染性）。预计总产生量为 1.87t。在井场和施工区设置的危废贮存点收集，定期委托具有相应危废资质单位清运处置。

（7）废弃防渗膜

钻井结束对场地进行清理时会产生废防渗膜。沾油的废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中的 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。根据建设单位提供的经验数据，废防渗材料产生量约 0.03t/井次，则本项目施工期沾油废防渗膜产生量为 10.86t。

（8）建筑垃圾

本项目站场、线路等施工产生的废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

结合施工期工艺流程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2025）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），判定是否属于危险废物，见表 3.7-8，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.7-9。

表 3.7-8　固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	水基岩屑	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	316863.89t	√	/	《固体废物鉴别标准 通

2	废振动筛	岩屑分离	固态	不锈钢	50.20t	√	/	则》（GB34330-2025）
3	机械设备废油及废油桶	机械设备维修、保养等	液态	机油	18.1t	√	/	
4	含油抹布、劳保用品	机械设备维修、保养等	固态	油类物质	1.87	√	/	
5	废弃防渗膜	地面防渗	固态	油类物质	10.86t	√	/	
6	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	0m^3	√	/	
7	生活垃圾	施工人员生活	固态	塑料纸、纸屑等	13.68t	√	/	
8	建筑垃圾	安装设备	固态	/	少量	√	/	

表 3.7-9　项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
1	水基岩屑	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	一般工业固废（071-001-S12）	316863.89t	岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式
2	废振动筛	一般工业固废	钻井泥浆岩屑分离	固态	不锈钢	/	/	/	900-009-S59	50.20	由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置
3	管线施工土方	一般工业固废	管线施工	固态	土	/	/	/	900-001-S70	0m^3	回填管沟、管廊
4	机械设备废油及废油桶	危险废物	机械设备维修、保养等	液态	机油	危险废物鉴别标准	毒性T 易燃性I	HW08	900-214-08	18.1t	暂存于井场的危废贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置
5	含油		机械设	固态	废布		毒性	HW4	900-041	1.87t	先收集在危

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
	抹布、劳保用品		备维修、保养等				T 易燃性 I	9	-49		废贮存点收，定期委托具有相应危废资质单位清运处置
6	废弃防渗膜		地面防渗	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	10.86t	收集后委托有资质的单位进行处置
7	生活垃圾	生活垃圾	施工人员生活	固态	废塑料等	/	/	/	900-002-S62	13.68t	集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理
8	建筑垃圾	一般固废	安装设备、拆除	固态	/	/	/	/	900-001-S72	少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运

（5）施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.7-10。

表 3.7-10　本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量（完钻后）	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
		钻井期柴油机组燃烧废气	NOx	41.25t	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
			SO_2	0.025t	
			CO	13.49t	
			HC	4.26t	
			PM_{10}	2.63t	
			$PM_{2.5}$	2.63t	
		施工期运输车辆尾气	烃类	2.35t	使用符合国家标准的燃料，施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放
			CO	1.38t	
			NOx	6.32t	
			SO_2	0.07t	
		焊接	焊接废气	/	无组织排放
废水	井场	洗井液	/	/	排入收集罐后可用于后续其他井场使用。最终无法利用的拉运至储水池，集中收集后管输至拜城产业园区污水处理厂处理

	集输管线	压裂返排液	/	80530.85m^3	收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用。
		试压废水	废水量	2484.83m^3	沉淀后洒水降尘
	生活营地	生活污水	污水量	1094m^3	暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理
固体废物	井场	水基岩屑		316863.89t	岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式
	管线工程	施工土方		0m^3	回填管沟、管廊
	井场	废振动筛		50.20t	废振动筛由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置
	机械设备维修、更换	机械设备废油及废油桶		18.1t	由钻井公司委托有资质的单位处置
	机械设备维修	含油抹布、劳保用品		1.87t	暂存在井场危废贮存点，定期委托具有相应危废资质单位清运处置
	钻井施工区域铺垫防渗膜	废弃防渗膜		10.86t	收集后委托有资质的单位进行处置
	生活垃圾	水瓶、纸屑等		13.68t	集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理
	设备安装、拆除	建筑垃圾		少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
噪声	井场	钻井设备	噪声	60~105dB(A)	对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
		地面工程	噪声	80~105dB(A)	

3.7.6.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、管线、集气增压脱水站、道路、电力线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送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。永久占地主要为采气井场的永久占地。

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、井口、设备安装、管线敷设、集气增压脱水站施工等，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，本工程总占地面积为2842919.3m^2，其中临时占地325850.3m^2，永久占地2517069m^2。占地类型为裸地、天然牧草地、其他草地、人工牧草地、内陆滩涂、一般耕地（水浇地）、村庄、河流水面、有林地和其他林地。

3.7.7 运营期污染源分析及源强核算

运营期环境影响因素主要体现在采气、集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水、排采水、废洗井液等；固体废物主要为依托场站清罐底泥产生的含油污泥。噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声等。

3.7.7.1 废气污染物

（1）采气、集输工程NMHC无组织废气

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册（2021年）》“07石油和天然气开采业产污系数手册中的天然气开采产污系数”，天然气开采废气污染物只考虑天然气净化厂的产排污情况，其他环节由于产排污量很少忽略不计。由于系数手册中未列出煤层气开采挥发性有机废气的无组织排放量，本次根据“碳排放分析”章节“开采业务CH_4逃逸排放的碳排放、油气储运业务工艺放空排放、油气储运业务CH_4逃逸排放”中的井场、管线集输甲烷气体产生量，根据气体组分质量百分比（甲烷和C_2^+（除甲烷外的乙烷及以上所有重烃组分）的质量比为91.82：2.75）推算非甲烷总烃的无组织排放量。根据表3.7-23，本项目井口装置甲烷排放量为905，管线甲烷排放量合计为329.68，本项目井口装置、管线非甲烷总烃无组织废气排放量见表3.7-11。

表3.7-11　井口装置、管线非甲烷总烃无组织废气排放量

处理站名称	甲烷排放量（t/a）	NMHC(t/a)
井口装置	905	27.10
管线	329.68	9.87
合计	/	36.97

根据上表可知项目井口装置和管线非甲烷总烃的产生量合计为36.97t/a。

（2）集气增压脱水站

①NMHC无组织废气

本次根据“碳排放分析”章节“油气储运业务工艺放空排放、油气储运业务CH_4逃逸排放”中的集气增压脱水站甲烷气体产生量，根据气体组分质量百分比

（甲烷和 C_2^+的质量比为 91.82：2.75）推算非甲烷总烃的无组织排放量。本项目集气增压脱水站非甲烷总烃无组织废气排放量见表 3.7-12。

表 3.7-12　集气增压脱水站非甲烷总烃无组织废气排放量

处理站名称	甲烷排放量（t/a）	NMHC(t/a)
中区中段集气增压脱水站	95.1	2.85

根据上表可知项目集气增压脱水站非甲烷总烃的产生量合计为 2.85t/a。

②食堂油烟

集气增压脱水站站场定员 26 人，每班最高人数 10 人，就餐人数每日按 10 人计，根据《中国成年居民食用油消费现状》结果显示，我国成年居民平均每人每日消耗食用油 40g，则项目食用油消耗量为 0.4kg/d，根据不同炒作情况，油的发挥性不同，平均占总耗油量的 2%～4%，本项目取 4%，则 10 名员工餐饮油烟产生量为 0.016kg/d（5.84kg/a）。食堂油烟通过油烟净化设施处理，去除效率按照 75%计，处理后油烟排放量为 1.46kg/a。灶头排风量以 2000m^3/h 计，食堂运营时间按 4h/d 计，则油烟排放浓度为 0.085mg/m^3。油烟排放浓度《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）2mg/m^3 的限值要求。油烟由专用烟道引至建筑屋顶排放。

3.7.7.2 废水污染物

（1）井场排采水

煤层气开采过程中地层水在采气井场经分离后排入井场排采池。根据设计单位提供的资料可知，单井排采水产量约为 15m^3/d，项目 362 口产能井在井场分离后进入排采池（120m^3 或 240m^3）的水量最大为 1.79×$10^6$$m^3$/a（平均 5430$m^3$/d），由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理。

（2）集气增压脱水站

①集气增压脱水站分离废水

煤层气进站后，首先经分离器分离出游离水及杂质，再通过分子筛环节进一步脱水。参照拜城一期开发项目数据，预计集输至处理站煤层气中游离水含量约占气体总质量的 1.4%，项目煤层气在标准大气压时密度为 0.6982kg/m^3。

经计算，本项目分离出的水量为 5451.41t（平均 16.52t/d），其中有 90%的游离水在分离器可得到分离，剩余 10%在分子筛脱水工艺脱出。

本项目处理站产生水量见表 3.7-13。

表 3.7-13　处理站脱水量计算表

工程名称	设计新增产能（m^3/d）	质量（t/a）	含水量（t/a）	脱水量	
				分离器（t/a）	分子筛（t/a）
中区中段集气增压脱水站	1.69×10^6	389386.14	5451.41	4906.27	545.14

分离器分离出的废水水质基本与排采水类似，进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。

②循环冷却废水

根据设计方案，本项目集气增压脱水站循环冷却排污水 $2m^3/d$（$660m^3/a$），排入站内污水罐，收集后拉运至拜城县产业园区污水处理厂处理。

③集气增压脱水站餐饮废水

本项目餐饮废水产生量以用水量的 80%计，集气增压脱水站厨房用水约 $1.5m^3/d$（$495m^3/a$），则餐饮废水产生量为 $1.2m^3/d$（$396m^3/a$）。食堂排水先排入隔油池，经过隔油后进入 $20m^3$ 化粪池储存，定期送至拜城县污水处理厂处理。

⑤检修废水

本项目集气增压脱水站每年检修 1 次，每次检修废水产生量约 $10m^3$，直接收集在检修卧式污水罐（容积 $20m^3$）橇车内，定期拉运至拜城县产业园区污水处理厂处理。

⑥生活污水

本项目每座集气增压脱水站生活区生活污水产生量按用水量 80%计算，脱水站生活用水量为 $0.8m^3/d$（$264m^3/a$），则生活污水产生量为 $0.64m^3/d$（$211.2m^3/a$）。生活污水先排入站外新建 $20m^3$ 化粪池收集后，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。

3.7.7.3 噪声污染源

（1）井场

运营期井场噪声污染源主要包括：井下作业机械和巡检车辆等。噪声排放情况见表 3.7-14。

表 3.7-14　运营期噪声排放情况（室外声源）

序号	位置	声源名称	型号	空间相对位置（m）			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	*Y*	*Z*			

1	正常工况	交通噪声	巡检车辆、运输车辆	/	60	30	0	80	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间歇
2	非正常工况	井场	井下作业（修井、压裂等）	/	42.5	35	0	90	独立基础，加减振垫，采用软连接	间歇
注：以井场中心为原点，正东方向为X轴，正北方向为Y轴										

（2）集气增压脱水站

运营期噪声污染源主要包括：场站设备运转噪声和巡检车辆等。噪声排放情况见表 3.7-15。

表 3.7-15　运营期噪声排放情况

序号	位置		声源名称	型号	空间相对位置（m）			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
					X	*Y*	*Z*			
1	正常工况	集气增压脱水站	进站截断计量橇	压力等级：0.6MPa	40	30	0	90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	24h
			出站截断计量橇	压力等级：0.6MPa	40	30	0	90		24h
			气液分离橇	压力等级：0.6MPa	70	40	0	90		24h
			煤粉过滤分离橇	压力等级：0.6MPa	70	45	0	90		24h
			螺杆压缩机橇	排压：1.0～1.3MPa	40	50	0	90		24h
			往复式CNG压缩机橇	排压：8.0～9.5MPa（18~25MPa)	40	55	0	90		24h
			分子筛脱水橇	操作压力：8.0~9.5MPa	75	55	0	90		24h
			循环冷却机组橇	与分子筛脱水装置配套	40	65	0	90		24h
			电加热导热油橇	与分子筛脱水装置配套	50	65	0	90		24h
			污水收集装车橇	20m³/d，操作压力：0.05~0.4MPa	10	10	0	90		24h
			仪表风橇	140m³/h，排压：0.8MPa	70	3	0	90		24h
			卸气橇	/	110	90	0	90		24h
2		交通	运输车辆	/	50	30	0	80	限制车	间歇

		噪声							速、定期维护保养和禁止鸣笛等	
注：以集气增压脱水站各设备中心为原点，正东方向为X轴，正北方向为Y轴										

3.7.7.4 固体废物

（1）井场

①清管废渣

集输管线每 2～4a 清管 1 次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建集气管线 57.4km、输水管线 78.74km，每次废渣量约 0.16t。其危险废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，收集至站内危废贮存库暂存，定期委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

②废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备、集气增压脱水站各类装置设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 362 口采气井废润滑油产生量为 18.1t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，集中收集后运至站内危废贮存库暂存，定期委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

③废弃防渗膜

井场检修或修井过程使用柴油及更换润滑油过程中，可能产生一定的沾油废防渗膜，沾油废防渗膜属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性为T、I），预计单井产生量约 0.01t/a，则 362 口井沾油废防渗膜产生量约为 3.62t/a，临时贮存在站内危废贮存库，最终委托有相应危险废物处理资质的单位处理。

（2）集气增压脱水站

①含油污泥

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 3.7-16。

表 3.7-16　石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称
天然气（含煤层气）	天然气（含煤层气）	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	固体废物	含油污泥	吨－万立方米产品	0.007	无害化处理/处置/利用

本项目最大产气量 $5.58\times10^8m^3/a$，含油污泥最大产生量为 390.39t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，本工程产生的含油污泥属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，暂存在站内的危废暂存库，定期委托有危险废物处置资质的单位进行拉运处置。

②废分子筛

本项目天然气脱水工序分子筛需要定期更换，填装量为 $1.2m^3$，每 1 年更换 1 次，密度以 $2.5t/m^3$ 计，3 台分子筛脱水橇废分子筛产生量为 9t/a。更换后交由生产厂家回收处置。

③废离子交换树脂

本项目各集气增压脱水站设有循环水站，使用离子交换树脂软化。类别同类项目，集气增压脱水站循环冷却水处理设施的废离子交换树脂（含水量约 50%）的产生量约 0.3t/2a。交由生产厂家回收处置。

④废分离器滤芯

本项目各集气站过滤分离器滤芯每 1 年更换 1 次，1 次每台更换 6 根，单根重量约 5kg，3 台粉尘过滤器橇废分离器滤芯产生量为 0.85t/a（含杂质）。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，废滤芯属于危险废物，废物类别为 HW49，废物代码为 900-041-49，需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，暂存于各站危险废物贮存库，交由有危险废物处理资质单位处置。

⑤废导热油

本项目集气增压脱水站分子筛脱水系统由分子筛脱水橇、橇装循环水冷机组和电加热导热油橇 3 个橇组成。电加热导热油橇主要包括 1 座 160kW 的电加热导热油炉，导热油炉中导热油使用性能变坏时需要增补或更换。本项目导热油炉装置内存量导热油 $20.6m^3$，成分为多环芳烃类化合物，密度按 $0.872t/m^3$（20℃），

单站导热油装置内存量 17.96t，导热油每 3 年更换 1 次，废导热油产生量为 17.96t/3a。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，属于危险废物，废物类别为 HW08，废物代码为 900-249-08，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，本次评价要求由专业资质单位更换，直接交由有资质单位拉运处置。

⑥废润滑油

本项目设备维修产生废润滑油，产生量约 0.5t/a。对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，属于危险废物，废物类别为 HW08，废物代码为 900-214-08，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，暂存于各站危险废物贮存库，交由有危险废物处理资质单位处置。

⑦废油桶

在运营过程中机械设备及维修保养会产生少量的废油桶。根据油桶产生量，按照单桶容量 180kg，桶重 20kg，站内废机油桶约 3 个/a，废机油桶产生量约 0.06t/a。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），废油桶属于 HW08 危险废物，废物代码为 900-249-08，暂存于站内危废贮存库，定期交由有资质单位处置。

⑧含油抹布、劳保用品

处理站设备检修保养及井场设备检修、修井等过程可能产生含油抹布、劳保用品，集中收集在站内危废贮存库暂存，定期委托具有相应危废资质单位清运处置。含油抹布、劳保用品属于 HW49 类危险废物（废物代码：900-041-49），预计集气增压脱水站产生量为 0.02t/a。

⑨生活垃圾

项目单站定员 26 人，每班最高人数 10 人，生活垃圾按每人每天 0.5kg 计算，则项目生活垃圾产生量为 1.65t/a。站场设置若干垃圾桶，生活垃圾集中收集后，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2025）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2025 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.7-17。

表 3.7-17　固废属性判定

序号	固废	产生工序	形态	主要	预测产	种类判断

	名称			成分	生量（t/a）	固废	副产品	判定依据
1	清管废渣	定期清管	固态	煤尘、岩粉等	0.16t/次	√	/	《国家危险废物名录》（2025 年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	废润滑油	机械设备检修	液态	油类物质	18.6	√	/	
3	废弃防渗膜	井场检修作业场地	固态	油类物质	3.62	√	/	
4	含油污泥	清罐	半固态	油类物质	390.39	√	/	
5	废分子筛	脱水工序	固态	硅铝酸盐	9	√	/	《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2025）
6	废离子交换树脂	脱水站循环冷却水处理	固态	高分子聚合物	0.15	√	/	
7	废分离器滤芯	过滤分离	固态	煤粉	0.85	√	/	《国家危险废物名录》（2025 年版）
8	废导热油	分子筛脱水	液态	油类物质	17.96t/3a	√	/	
9	废油桶	机械设备检修	固态	油类物质	0.06	√	/	
10	含油抹布、劳保用品	机械设备检修保养	固态	油类物质	0.02	√	/	
11	生活垃圾	办公生活	固态	果皮纸屑	1.65	√	/	《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2025）

综上，固体废物的产生和排放汇总见表 3.7-18。

表 3.7-18　项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（t/a）	拟采取的处理处置方式
1	清管废渣	危险废物	定期清管	固态	煤尘、岩粉等	危险废物鉴别标准	毒性T 易燃性I	HW08	071-001-08	0.16t/次	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置

2	废润滑油		机械设备检修	液态	油类物质		毒性T易燃性I	HW08	900-214-08	18.6	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
3	废弃防渗膜		井场检修作业场地	固态	油类物质		毒性T易燃性I	HW08	900-249-08	3.62	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
4	含油污泥		清罐	半固态	油类物质		毒性T易燃性I	HW08	071-001-08	390.39	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
5	废分子筛	一般固废	脱水工序	固态	硅铝酸盐		/		900-005-S59	9	交由生产厂家回收处置
6	废离子交换树脂		脱水站循环冷却水处理	固态	高分子聚合物		/		900-008-S59	0.15	交由生产厂家回收处置
7	废分离器滤芯	危险废物	过滤分离	固态	煤粉		毒性T感染性In	HW49	900-041-49	0.85	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
8	废导热油		分子筛脱水	液态	油类物质		毒性T易燃性I	HW08	900-249-08	17.96t/3a	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
9	废油桶		机械设备检修	固态	油类物质		毒性T易燃性I	HW08	900-249-08	0.06	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
10	含油抹布、劳保用品		机械设备检修保养	固态	油类物质		毒性T感染性In	HW49	900-041-49	0.02	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
11	生活垃圾	/	办公生活	固态	果皮纸屑		/	/	/	1.65	收集至垃圾桶，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋

本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.7-19。

表 3.7-19　运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采气及集输	无组织挥发	非甲烷总烃	39.75t/a	39.75t/a	无组织排放至大气环境
	食堂	/	油烟	1.46kg/a	1.46kg/a	油烟由专用烟道引至建

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
						筑屋顶排放。
废水	井场	井场排采水		1.79×10^6 m^3/a	0	由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理
	站场	集气增压脱水站分离废水		5451.41t/a	0	进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理
		循环冷却废水		660m^3/a	0	
		检修废水		10m^3/a	0	
		餐饮废水		396m^3/a	0	餐饮废水先经隔油池隔油处理后与生活污水汇集于化粪池（20m^3）中，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理
		生活污水		211.2m^3/a	0	
固体废物	井场	清管废渣		0.16t/次	0	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
		废弃防渗膜		3.62t/a	0	
	站场	含油污泥		390.39t/a	0	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
		废分子筛		9t/a	0	交由生产厂家回收处置
		废离子交换树脂		0.15t/a	0	
		废分离器滤芯		0.85t/a	0	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
		废导热油		17.96t/3a	0	
		生活垃圾		1.65t/a	0	收集至垃圾桶，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋
	井场、站场	废润滑油		18.6t/a	0	暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置
		废油桶		0.06t/a	0	
		含油抹布、劳保用品		0.02t/a	0	
噪声	井场、站场	井下作业（修井等）		90dB（A）		选用低噪声设备
		巡检车辆		80dB（A）		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等
		场站设备		90dB（A）		选用低噪声设备

（5）污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.7-20。

表 3.7-20　污染物排放“三本账”（单位：t/a）

类型	类别	单位	实施前污染物排放量			本项目实施后污染物		实施前后污染物增减量
			拜城一期开发项目	拜城二期开发项目	库拜区域（拜城区域）一期开发项目	产生量	排放量	

废气	有组织	再生尾气	NMHC	t/a	0.21	/	/	/	/	/
		导热油炉	烟尘	t/a	0.14	/	/	/	/	/
			NOx	t/a	1.36	/	/	/	/	/
			NMHC	t/a	0.17	/	/	/	/	/
	无组织	集气站	NMHC	t/a	0.25	5.574	8.361	2.85	2.85	+2.85
	/		油烟	t/a	0.00114	/	0.0093	0.00146	0.00146	+0.00146
	无组织	井场	NMHC	t/a	0.40	/	/	36.97	36.97	+36.97
废水		排采水		t/a	0	0	0	1790000	0	0
		分离水		t/a	0	0	0	5451.41	0	0
		循环冷却水		t/a	0	0	0	660	0	0
		检修废水		t/a	0	/	/	0.01	0	0
		餐饮废水		t/a	0	/	/	0.396	0	0
		生活污水		t/a	0	0	0	0.2112	0	0
固废		清管废渣		t/次	/	/	/	0.16	0	0
		含油污泥		t/a	0	0	/	390.39	0	0
		废分子筛		t/a	0	0	0	9	0	0
		废离子交换树脂		t/a	0	0	0	0.15	0	0
		废分离器滤芯		t/a	0	0	0	0.85	0	0
		废导热油		t/3a	0	0	0	17.96	0	0
		废机油		t/a	0	0	0	18.6	0	0
		废油桶		t/a	0	0	0	0.06	0	0
		沾油废防渗材料		t/a	0	0	0	3.62	0	0
		含油抹布、劳保用品		t/a	0	0	0	0.02	0	0
		生活垃圾		t/a	0	0	0	1.65	0	0

注：实施前污染物排放量数据来源于《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目环境影响报告书》《》新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目环境影响报告书《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》。

3.7.7.5 服役期满环境影响分析

气田退役期并非所有油井都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭，气田运行结束。

（1）大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气产生，主要污染物为 SO_2、NOx、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

（2）水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物等，清管废水收集后由罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理，不外排。

（3）固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交由资质单位转运及处置。

（4）噪声

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.7.8 碳排放分析

3.7.8.1 碳排放源强核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO_2）排放、火炬燃烧 CO_2 和甲烷（CH_4）排放、工艺放空 CO_2 和 CH_4 排放、设备泄漏 CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_S \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为天然气开采过程中 CH_4 逃逸排放、油气储运业务工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、火炬燃烧放空（事故火炬）和净购入电力隐含的 CO_2 排放。

（1）油气开采业务 CH_4 逃逸排放

油气开采业务 CH_4 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH4_开采逃逸}$为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

（2）油气储运业务工艺放空排放

油气储运环节的工艺放空排放主要源于压气站/增压站、管线（逆止阀）、计量站/分输站、清管站等的放空活动。这些设施产生的工艺放空排放根据设施数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH4_气输放空} = \sum_j \left(Num_j \times EF_j\right)$$

式中，

$E_{CH4_气输放空}$为天然气输送环节产生的工艺放空排放量，单位为吨 CH4；

j 为天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等；

Numj 为第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

EFj 为第 j 个油气输送设施的工艺放空排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

（3）油气储运业务 CH_4 逃逸排放

天然气输送环节的逃逸排放主要来源于阀门、压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）等设施的泄漏，可以根据各设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH4_气输逃逸}=\sum_{j}\left(Num_j\times EF_j\right)$$

式中，

$E_{CH4_气输逃逸}$为天然气输送环节产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

Numj 为天然气输送过程中产生逃逸排放的设施（包括天然气输 j 送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EFj 为每个设施 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

（4）事故火炬温室气体排放

事故火炬燃烧放空过程中 CO_2 和 CH_4 的排放量公式如下：

$$E_{CO2_事故火炬}=\sum_{j}GF_{事故,\ j}\times T_{事故,\ j}\times\left(CC_{(非\ CO2)j}\times OF\times\frac{44}{12}+V_{(CO2)j}\times 19.7\right)$$

$$E_{CH4_事故火炬}=\sum_{j}\left[GF_{事故,\ j}\times T_{事故,\ j}\times V_{CH4}\times(1\text{-}OF)\times 7.17\right]_j$$

式中：

j 为事故次数；

$GF_{事故,\ j}$为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3/小时；

$T_{事故,\ j}$为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO2)j}$为第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3，计算公式如下：

$$CC_{非\ CO2}=\sum_n\left(\frac{12\times V_n\times CN_n\times 10}{22.4}\right)$$

n 为火炬气的各种气体组分，CO_2 除外；

V_n 为火炬气中除 CO_2 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 0～1，如某含碳化合物的体积浓度为 90%，则 V_n 取 0.9；

CN_n 为火炬气中第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目；

OF 为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO2)j}$ 为第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

$E_{CO2_事故火炬}$ 为由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4_事故火炬}$ 为事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

项目非正常工况下煤层气排入火炬进行燃烧，温室气体排放参数见表 3.7-21。

表 3.7-21　事故火炬燃烧的碳排放情况一览表

名称	$GF_{事故,j}$（万 Nm^3/h）	$T_{事故,j}$（h）	$C_{C(非CO2)j}$（无量纲）	OF	$V_{(CO2)j}$	VCH_4
火炬燃烧	0.42	2	45.78	0.98	0.051	0.908

根据设计方案，本项目排放的天然气标况下密度为 0.7kg/m3，根据计算结果，CO_2 排放量为 971.82t，CH_4 排放量为 0.77t。

（5）净购入电力隐含的 CO_2 排放

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO2_净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO2_净电}$ 为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。取值来源于《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO_2/MWh。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.7-22　油气系统不同设施 CH_4 排放因子

油气系统	设施/设备 CH_4 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
天然气系统		
a.）天然气开采		
井口装置	2.50（吨/年·个）	（吨/年·个）
b.）天然气储运		
压气站/增压站	85.05（吨/年·个）	10.05（吨/年·个）
管线（逆止阀）	0.85（吨/年·个）	5.49（吨/年·个）

根据计算公式和表 3.7-22，可计算出本项目煤层气开采过程中 CH_4 的排放量，具体见表 3.7-23。

表 3.7-23　石油开采各工艺 CH_4 排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	$E_{CH4_开采逃逸}$	$E_{CH4_气输放空}$	$E_{CH4_气输逃逸}$	$E_{CO2_事故火炬}$	$E_{CH4_事故火炬}$	$E_{CO2_净电}$
油气开采业务 CH_4 逃逸	$Num_{oil,j}$	（个）	0	/	/	/	/	/	/	/
	$EF_{oil,j}$	CH_4/（年·个）	/	/	/	/	/	/	/	/
	$Num_{gas,j}$	（个）	井口装置	362	905	/	/	/	/	/
	$EF_{gas,j}$	CH_4/（年·个）	/	/	/	/	/	/	/	/
油气储运业务工艺放空	Num_j	（个）	集气增压站	1	/	10.05	/	/	/	/
			管线（逆止阀）	52		285.48	/	/	/	/
	EF_j	CH_4/（年·个）	/	/	/	/	/	/	/	/
油气储运业务 CH_4 逃逸排放	Num_j	（个）	集气增压站	1	/	/	85.05	/	/	/
			管线（逆止阀）	52	/	/	44.2	/	/	/
	EF_j	CH_4/（年·个）	/	/	/	/	/	/	/	/
事故火炬温室气体排放	$E_{CO2_事故火炬}$	吨 CO_2	事故火炬放空系统	1	/	/	/	971.82	/	/
	$E_{CH4_事故火炬}$	吨 CH_4	事故火炬放空系统	1	/	/	/	/	0.77	/
净购入电力隐含的 CO_2 排放	AD $_{电力}$	MWh	供配电系统	47610	/	/	/	/	/	27151.98
	EF $_{电力}$	吨 CO_2/MWh	供配电系统	0.5703	/	/	/	/	/	
小计					905	295.53	129.25	971.82	0.77	27151.98
合计					29454.35					

3.7.8.2 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目碳排放量汇总可用公式进行计算，本项目碳排放情况见下表 3.7-24。

表 3.7-24　项目碳排放量汇总表

类别	$E_{CH4_开采逃逸}$	$E_{CH4_气输放空}$	$E_{CH4_气输逃逸}$	$E_{CO2_事故火炬}$	$E_{CH4_事故火炬}$	$E_{CO2_净电}$
单位	tCH_4	tCH_4	tCH_4	tCO_2	tCH_4	tCO_2
排放量	905	295.53	129.25	971.82	0.77	27151.98
tCH_4 排放量	1330.55					
tCO_2 排放量	28123.8					

3.7.9 非正常工况

1）气井停运

拟建项目为煤层气气田采掘类项目，气井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证气井正常生产，需要对个别气井开展井下作业而使气井停运井下作业过程会产生井下作业废液、噪声等环境污染问题，在运营期中已做介绍，此处不再赘述。当气井发生风险事故时，也会导致气井停运。

阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

2）管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为危险废物，委托有资质的单位进行处置。

3）非正常工况天然气放空燃烧废气

本项目集气增压脱水站非正常工况主要为检修、系统超压需排放煤层气，发生频率为 2 次/年，每次持续时间约 60 分钟，释放煤层气量约 4200m^3，放空采用燃烧放空方式，集气站设置放空区，内布设 1 根管径 DN80、高 10m 放散火炬用于事故、检修下煤层气排放。

3.8 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、煤层气集输及脱水增压过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.8.1 清洁生产技术和措施分析

（1）钻井过程的清洁生产工艺

1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

2）在钻井、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

3）钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

4）作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下：

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

⑤在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上;钻井过程产生的废水应回用。

5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

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

7）在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。

（2）煤层气集输清洁生产工艺

1）采用功能较强的PLC系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提

高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

2）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

3）油气集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用气藏的自然能量，确定合理的采气方式和气井回压。在集输流程上，煤层气从井口送至集气增压脱水站，采用密闭流程，降低了气体的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

4）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。将气、水、电等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

（3）运营期井下作业清洁生产工艺

1）在井场加强气井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

2）在井下作业过程中，压裂液宜集中配制，压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入储水池率应达到 100%。

3）在井下作业过程中，对产生的排采水采用管线管输至储水池暂存，最终管输至拜城县产业园区污水处理厂处理。

（4）节能及其他清洁生产措施分析

1）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。

2）油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。

采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

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

（5）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和避免环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

3）井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采气过程中加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或避免生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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

3.8.2 清洁水平分析

本项目为煤矿瓦斯气治理项目，涉及煤层气开发利用，参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，清洁生产评价指标分为定量评价和定性要求两大部分。

3.8.2.1 评价基准值及权重值

根据其作业工序和工艺过程的不同，分为钻井作业清洁生产评价指标体系、井下作业清洁生产评价指标体系、采气（气）清洁生产评价指标体系。

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 3.7-25，表 3.7-26 及表 3.7-27。

表 3.7-25　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重分值**	**评价基准值**
（1）资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	6	符合行业标准要求
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25
		柴油消耗		5	
（2）生产技术特征指标	30				
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率		10	≥75%
		柴油机效率		5	≥90%
		污油回收率		5	≥90%
（4）污染物产生指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10
		柴油机烟气		2	符合排放标准要求
		噪声		3	符合排放标准要求

定性指标			
一级指标	指标分值	二级指标	指标分值
（1）原辅材料	15	钻井液毒性	15
（2）生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	8
		压力平衡技术	5
		钻井液收集设施完整性	5
		固控设备完整性	5
		固井质量	5
		钻井效率	7
		井控措施有效性	5
（3）符合国家政策的生产规模	10		10
（4）管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核	10
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5

表 3.7-26　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值
（1）资源和能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准要求

		洗井液消耗	m^3/井次	10	
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	
（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%		100
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100
		生产过程排出物利用率	%	9	100
		剩余作业液回收率	%	8	100
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%
		修井废水	kg/井次	5	
		废气	kg/井次	5	
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50 乙类区：≤70
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	
定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值
（1）原辅材料	15	洗井液的毒性			15
（2）生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性			7
		地面管线防刺防漏措施			6
		防溢设备（防溢池设置）			6
		防渗范围			5
		作业废液污染控制措施			8
		防止落地原油产生措施			8
（3）符合国家政策的生产规模	10				10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15
		开展清洁生产审核			5
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15				
		污染物排放总量控制与减排措施情况			

表 3.7-27　采气（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	权重分值	评价基准值
（1）资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160
（2）生产技术特征指标	30				
（3）资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80
		油泥资源化利用率	%	10	
（4）污染物产	20	落地原油	%	5	

生指标		采气废水回用率	%	5	≥60
		油井伴生气外排率	%	5	≤20
		采出废水达标排放率	%	5	100
定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值
（1）原辅材料	15	注水水质			10
（2）生产工艺及设备要求	35	井筒质量			5
		采气过程醇回收设施			5
		天然气净化设施			5
		集输流程			5
		采气（气）方式			5
		套管气回收装置			5
		防止落地原油产生措施			5
（3）符合国家政策的生产规模	10				10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10
		开展清洁生产审核			10
（5）贯彻执行环境保护政策法规的情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5
		老污染源限期治理项目完成情况			5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5

3.8.2.2 考核评分计算方法

（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值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

①定量评价二级指标的单项评价指数计算

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，对其他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。

②定量评价考核总分值计算

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。

（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）企业清洁生产综合评价指数的考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

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 3.7-28。

表 3.7-28　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

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和相对综合评价指数。

3.8.2.3 本项目评分情况

本项目钻井工程评分见表 3.7-29，井下作业评分见表 3.7-30，采气作业评分见表 3.7-31、考核评分统计见表 3.7-32。

表 3.7-29　钻井作业定量和定性评分一览表

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	S_i	P	
（1）资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	6	符合行业标准要求	本项目钻井作业占地面积符合行业要求	1	6	
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25	≤25t/100m	1	9	
		柴油消耗		5			1	9	
（2）生产技术特征指标	30					/	/	30	
						/	/		
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率		10	≥75%	≥75%	1	10	
		柴油机效率		5	≥90%	≥90%	1	5	
		污油回收率		5	≥90%	≥90%	1	5	
（4）污染物产生指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35	本项目为乙类区，35t/100m	1	10	
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10m^3/100m	1	10	
		柴油机烟气		2	符合排放标准要求	符合《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886—2018）中的标准	1	2	
		噪声		3	符合排放标准要求	满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	1	3	
定量 P 值								95	
定性指标						本项目情况			备注
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值		项目情况	Si	P	
（1）原辅材料	15	钻井液毒性		15		低毒性	1	15	

（2）生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	8	国内先进	1	8	
		压力平衡技术	5	国内先进	1	5	
		钻井液收集设施完整性	5	有完整的收集措施	1	5	
		固控设备完整性	5	采用良好的固控设备	1	5	
		固井质量	5	固井质量良好	1	5	
		钻井效率	7	钻井效率高	1	7	
		井控措施有效性	5	井控措施有效	1	5	
（3）符合国家政策的生产规模	10		10	符合国家政策的生产规模	1	10	
（4）管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	建议开展 HSE 管理体系并使之通过认证	1	10	
		开展清洁生产审核	10	开展清洁生产审核	1	10	
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况	5	本报告中提出环保“三同时”要求	1	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	正在开展	1	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	已提出污染物排放总量控制与减排措施	1	5	
定性 P 值						100	

表 3.7-30　井下作业定量和定性评分一览表

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	Si	P	
（1）资源和能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	5	
		洗井液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	本项目≤5.0	1	10	
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	本项目≤5.0	1	10	
（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%		100	100	1	25	
（3）资源综合利用	25	落地原油回收利用率	%	8	100	/	/	/	

指标		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	1	13.23	修正值
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	1	11.76	修正值
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	/	/	/	
		修井废水	kg/井次	5		/	/	/	5
		废气	kg/井次	5		达标排放	1	25	修正值
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50 乙类区：≤70	/	/	/	
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5		/	/	/	
定量 P 值								99.99	
定性指标						本项目情况			
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	项目情况	Si 值	P	备注
（1）原辅材料	15	洗井液的毒性			15	/	/	/	
（2）生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性			7	有效	1	8.75	修正值
		地面管线防刺防漏措施			6	已设置	1	7.5	修正值
		防溢设备（防溢池设置）			6	已设置	1	7.5	修正值
		防渗范围			5	已设置	1	6.25	修正值
		作业废液污染控制措施			8	采取作业废液污染控制措施	1	10	
		防止落地原油产生措施			8	/	/	/	
（3）符合国家政策的生产规模	10				10	符合国家政策的生产规模	1	10	
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	建议建立 HSE 管理体系	1	15	
		开展清洁生产审核			5	本报告提出开展清洁生产审核	1	15	

（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况		本报告已提出污染物排放总量控制与减排措施	1	15	
定性 P 值						95	

表 3.7-31　本项目采气作业定量和定性评分一览表

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重分值**	**评价基准值**	**项目情况**	**Si**	**P**	
（1）资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160	本项目消耗主要为电能	1	25	
（2）生产技术特征指标	30							20	
（3）资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5		/	/	/	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	本项目为采气项目，收集率 100%	1	25	修正值
		油泥资源化利用率	%	10		/	/	/	
（4）污染物产生指标	20	落地原油	%	5		/	/	/	
		采气废水回用率	%	5	≥60	/	/	/	
		油井伴生气外排率	%	5	≤20	/	/	/	
		采出废水达标排放率	%	5	100	100	1	20	修正值
定量 P 值								70	
定性指标						本项目情况			备注
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值		项目情况	Si	P	
（1）原辅材料	15	注水水质		10		满足标准	1	10	
（2）生产工艺及设	35	井筒质量		5		达标	1	8.75	修正值

备要求		采气过程醇回收设施	5	不涉及	/	/	
		天然气净化设施	5	不涉及	/	/	
		集输流程	5	完整	1	8.75	修正值
		采气（气）方式	5	水压、排水采气裂	1	8.75	修正值
		套管气回收装置	5	已设置	1	8.75	修正值
		防止落地原油产生措施	5	不涉及	/	/	
（3）符合国家政策的生产规模	10		10	符合国家政策的生产规模	1	10	
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	建议建立 HSE 管理体系	1	10	
		开展清洁生产审核	10	开展清洁生产审核	1	10	
（5）贯彻执行环境保护政策法规的情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	本报告中提出环保“三同时”要求	1	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	正在开展环境影响评价工作	1	5	
		老污染源限期治理项目完成情况	5	不涉及	/	/	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	本报告已提出污染物排放总量控制与减排措施	1	5	
定性 P 值					90		

表 3.7-32　考核评分统计一览表

序号	项目	评分值		权重比值	综合评分
1	钻井作业	定量指标	95	0.7	96.5
		定性指标	100	0.3	
2	井下作业	定量指标	99	0.7	97.8
		定性指标	95	0.3	
3	采气作业	定量指标	70	0.7	90

		定性指标	90	0.3	

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为清洁生产先进企业。

3.8.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，针对钻井液循环率低的情况，提出以下建议。

（1）采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化，避免钻井液的频繁稀释及反复加药，这样可以使钻井液体积减小，耗药量降低，从而使完井后的废钻井液处理量降低。

（2）回收再利用：可以用机械方法将废弃泥浆转化为干粉再利用，主要回收加重剂和少量钻屑及膨润土。

（3）搞好固井，防止固井工程事故，而增加钻井废液的排放量。

（4）提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标，其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用，泥浆中的固相含量一般会逐渐升高，升至一定限度后必须加药加水重新调制，因此，提高钻井液固控系统的处理效率，控制钻井液中固相含量的升高，对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

（5）提高钻井泥浆抑制能力，控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液，抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆，从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

（6）搞好钻井设计，合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术。

3.8.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其他部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对的动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不

间断地开展下去，必须做到以下几点：

（1）建立和完善清洁生产组织；

（2）建立和完善清洁生产管理制度；

（3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

3.9 污染物排放总量控制

3.9.1 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。

3.9.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

建议考核指标：非甲烷总烃；

（2）废水污染物：循环利用不外排；

（3）固体废物：固废排放总量。

3.9.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织排放量估算量分别为 39.75t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本次建设拜城区块范围西起拜城西部老虎台乡，东至梅斯布拉克河。东西长94km，南北宽2-8km，面积约510.6km^2。行政区划属新疆阿克苏地区拜城县管辖，属于天山南麓的一个山区县，境内南北两侧为山地，中部为拜城盆地。县城东距库车110km，西距阿克苏市170km，省道S307线。国道G579横穿县境。拜城县的交通运输以公路运输为主，通过国道G579、S307省道、G217国道、G314国道可与区外公路网和南疆铁路相通。全县以东西向的S307省道为骨干公路，S307省道东在库车县的盐水沟与G217国道相接，西在温宿县的玉尔滚与314国道相接。2023年10月，国道G579线已通车，进一步完善拜城县交通运输网络，该线起点位于拜城平交附近，自东向西贯穿拜城县全境，终点位于G3012高速公路玉尔滚立交附近，主线建设里程约186.558km。离本区最近的火车站为库车火车站，运距约115km，矿区位于S307省道以北40公里左右，由S307省道克孜尔乡、拜城县有3条路通往矿区，交通条件较好。

4.1.2 地形地貌

拜城县地处天山地槽褶皱带中部，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，雪线高约4000m，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2000m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。

拜城县县城地处拜城盆地中上部。夹于南北山两山之间的拜城盆地是在古生代海西运动时地台和地槽经过褶皱断裂而形成。北部喀尔勒克塔格等山属于古老的构造系统，南部却勒塔格山为年轻的构造系统，拜城盆地则属中生代第三纪和第四纪系统经新期褶皱作用而成。

拜城盆地地势北高南低，由西向东倾斜，自然坡度一般为1.3‰～4.3‰。境内5条河流皆源于北部冰川。源于木扎提冰川的木扎提河，由北向南折东横穿盆地。由于地形北高南低，加之第三纪和第四纪风化岩层的松软脆弱，极易受侵蚀

冲刷，致使河床不断南移，两岸已形成较大的冲积平原。源于哈尔克塔格山的4条河流由于坡降大，水流湍急，冲刷力强，出山后流速减慢，大量悬移物质随之沉淤，加之雨水的影响，逐渐形成较大的洪积冲积扇。

4.1.3 地层地质

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

（1）第四系全新统冲积卵石层（Q_4ml）：杂色，含漂石，结构松散～密实，呈次圆、次棱角状，分选较好，粒径变化大，岩性不均匀，分布在河床和右岸表层。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、闪长岩、花岗岩等。漂石约占20%，粒径一般30cm～40cm之间，个别大于90cm；卵石约占65%，粒径一般4cm～9cm，个别18cm；砾石约占15%。骨架间充填中砂，含少量粘性土。本层厚2.0m～3.8m，层面高程1341.90m～1343.42m。

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

4.1.4 气候气象

拜城县地处中纬度大陆深处，远离海洋，属大陆性温带干旱气候。夏季凉爽，冬季寒冷，降水较少，蒸发强烈，气候干燥，气温的年、日变化大。因地形复杂，县境内各地气候又有明显的差异，自东向西，自南向北，可分为4个不同的气候区。东部热量较多，降水较少，日照充足，夏季炎热，冬季寒冷，春季多大风，秋季有冻害；中部平原热量充足，降水较少，夏季凉爽，冬季寒冷，春季局部地区有干旱，夏季有冰雹，秋季有霜冻；西部河流山麓地带热量较少，降水适中，

夏季凉爽，冬季寒冷，夏季有冰雹和洪水；北部山区寒冷，降水丰富，冬季有逆温带，3～6 月多大风，4 月尤甚，6～8 月多冰雹。

拜城县主要气候要素见表 4.1-1。

表 4.1-1　拜城县多年主要气象要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	8	极端最高气温	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	9	极端最低气温	-27.4℃
3	年平均风速	0.84m/s	10	年平均降雨量	95.6mm
4	最大风速	39m/s	11	年平均蒸发量	1538.5mm
5	冬季最多风向	东南风	12	年均大风日数	30d
6	夏季最多风向	北风、西风	13	年均沙暴日数	20d
7	月平均最高气温	21.3℃	14	月平均最低气温	-12.4℃

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地下水赋存条件

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，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。部分地区为不含水区。

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

上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80m 左右。由喀布斯朗河、台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜平原具有干旱－半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了本区地下水的形成、埋藏与分布。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。

4.1.5.2 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，将全区分成了三个水文地质单元，即西部木扎提河冲积洪积平原区、中部的克孜勒塔格前山平原区、东部克孜尔河下游冲洪积平原区。

（1）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，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，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，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。

（2）中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布斯朗河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即坐落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯朗河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在乡以北的喀布斯朗河冲洪积扇中部，地下水富水性优良，根据钻孔资料，含水层为砾卵石地层，单位涌水量为 43.81m^3/s·m。地下水埋深 47.82m，渗透系数 81.69m/d。至喀布斯朗河冲洪积扇下部，含水层富水性好，在九大队一带单位涌水量为 32.85m^3/s·m，地下水位埋深小于 10m。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层，单位涌水量为 45.0m^3/s·m，地下水埋深 39.51m。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主，单位涌水量为 33.28m^3/s·m，地下水埋深 3～5m；亚吐尔乡单位涌水量为 11.01～24.29m^3/s·m，地下水埋深在 18.93～27.91m 之间。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，单位涌水量为 7.61～16.2m^3/s·m，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石，地下水埋深 18.3～36.3m。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差，上层潜水的单位涌水量小于 0.5m^3/s·m，地下水埋深 1～3m。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，单位涌水量在 16.13～32.52m^3/s·m，地下水埋深在 10～30m，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，单位涌水量在 6.32～9.92m^3/s·m 之间，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m。

（3）东部克孜尔河下游冲洪积平原区

东部克孜尔河下游冲洪积平原区属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜乡的东部古近系－新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。克孜尔河谷内，铁提尔以上的卵砾石层蕴藏潜水，铁提尔以下一、二级阶地上部有厚 2～5m 的亚砂土与亚粘土覆盖层，构成了独立河谷型浅层承压水区。

4.1.5.3 地下水的补给、径流和排泄条件

库如克厄肯河、喀拉苏河冲洪积平原上、中部单一巨厚的卵砾石带是地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为这两条河流的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给，而降水入渗补给微乎其微。

地下水的径流方向为从北向南。因含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在北部约 1.42‰，中部、南部为 1.43‰左右。地下水一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则向南排泄至木扎提河中。

4.1.5.4 地下水化学特征

区域分布有单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类裂隙孔隙水。分别对其进行论述。

（1）单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

区域内潜水的水化学类型，自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水→硫酸盐水。

$HCO_3 \cdot SO_4$ 型水：呈片状东西向分布于区域的南部，水化学类型为 $HCO_3 \cdot SO_4$ 型水，潜水矿化度较低，为 0.62～0.84g/L，水质为淡水。

$HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4$ 型水：呈片状东西向分布于区域的中部，潜水矿化度较低，为 0.37～0.51g/L，水质为淡水。

$SO_4 \cdot HCO_3$ 型水：呈条带状南北向分布于区域北部的山区沟谷内，水化学类型为 $SO_4 \cdot HCO_3$ 型水，潜水矿化度为 0.42～0.64g/L，水质为淡水。

（2）碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水呈窄条状分布在区域东北部的克孜尔低山丘陵区，地下水的矿化度多为 3.0～10.0g/L，水质为半咸水，水化学类型为 $Cl \cdot SO_4$ 型水。

本区域的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定着地下水的补给、径流、排泄条件。克拉苏气田北部山区的低山地区为地下水的补给区，主要由冰雪融化水、降雨补给，山前冲洪积平原区为地下水径流区，径流方向与地表水流向基本一致，排泄方式主要有侧向径流、蒸发、泉排、人工开采。根据地下水赋存条件、水理性质、水力特性将评价区地下水划分为以下两种类型。

分述如下：

（3）基岩裂隙水

主要分布于区域北部低山丘陵区及低山地区，含水岩组由上第三系上新统砂岩、粉砂岩组成。由于地下水含大量易溶盐类矿物，加上该区蒸发作用强烈，因此地下水的溶滤－浓缩作用强烈，造成该区地下水水质恶劣，矿化度普遍＞101g/L，属 Cl•SO_4-Na•Ca 型水。其中区域北部低山丘陵区地下水涌水量 10~100m^3/d。

（4）第四系松散岩类孔隙水

分布于冲洪积平原区，含水层类型为孔隙潜水－承压水，含水岩组主要由卵砾石和砂砾石组成。其中靠近北部低山丘陵区潜水水位埋深 3～30m，含水层厚度 80～100m，富水性贫乏，地下水涌水量＜100m^3/d。其他地段富水性中等区，地下水埋深 80～110m，含水层厚度大于 100m，富水性 100～1000m^3/d，化学类型主要以 HCO_3 型为主，水质较好。

4.1.6 地表水系

拜城县境内共有发源于天山南坡、流域相对独立的 5 条主要河流，自西向东为木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河。5 条河流在出山口以上流向由北向南与山脉走向大致垂直，源头高程一般在 3500m 以上，河流长度 92～279km，多年平均径流量 27.43 亿 m^3。河流源头多接冰川，以冰川融水和融雪水为主要补给源，河流径流具有明显的季节性。主要支流木扎提河发源于汗腾格里峰东坡慕斯达板冰川，在拜城盆地西北部破城子处流出山口，折向东流，入拜城盆地，经却勒塔格山北麓沿程先后汇集发源于哈雷克套山南坡的喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河后投入克孜尔水库后称渭干河，供库车、沙雅、新和三县农业用水。

本项目附近有三条河流，为喀普斯浪河、台勒维丘克河和喀拉苏河。

喀普斯浪河：该河是渭干河的第二大支流，卡木鲁克水文站以上集水面积2845km^2，年径流量为6.77亿m^3，约占五条支流河川径流量的24.5%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在5～8月，多年平均7～8月2个月径流量占年总量达46.8%，该河水量以冰川融水为主，降水对洪水影响很大。

台勒维丘克河：该河是渭干河的较小支流，其控制站拜城水文站多年平均径流量为0.857亿m^3，约占五条支流河川径流量的3.1%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在5～8月，多年平均7～8月2个月径流量占年总量达44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪水的洪峰流量影响很大。

喀拉苏河：该河是渭干河的第四大支流，喀拉苏水文站以上集水面积1114km^2，年径流量为2.33亿m^3，约占五条支流河川径流量的8.43%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在5～8月，多年平均7～8月2个月径流量占年总量达44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪峰流量影响很大。

4.1.7 地震烈度

依据《新疆地震动峰值加速度区划图》，该区地震动峰值加速度为0.15-0.20g，相当于地震烈度VII-VIII度。地震动峰值加速度分区与地震基本烈度对照详见表4.1-2。

表4.1-2　地震动峰值加速度分区与地震基本烈度对照表

地震动峰值加速度分区（单位：g）	＜0.05	0.05	0.1	0.15	0.2	0.3	≥0.4
地震基本烈度值（度）	＜IV	IV	VII	VII	VIII	VIII	≥XI

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

4.2.1.1 区域环境空气质量达标情况

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，选取生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统发布数据，阿克苏地区2024年SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为5μg/m^3、27μg/m^3、81μg/m^3、35μg/m^3；CO 24小时平均第95百分位数为1.6mg/m^3，O_3

日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 132μg/m^3。

表 4.2-1　区域空气质量现状评价表　　（单位：μg/m^3）

项目	平均时段	现状浓度	GB3095-2026 二级过渡阶段浓度限值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO_2	年平均	5	60	8.33	/	达标
NO_2	年平均	27	40	67.5	/	达标
PM_{10}	年平均	81	60	135	/	超标
$PM_{2.5}$	年平均	35	30	116.7	/	超标
CO（mg/m^3）	年平均	/	/	/	/	达标
	24 小时平均第 95 百分位数	1.6	4	40	/	达标
O_3	年平均	/	/	/	/	达标
	8 小时平均第 90 百分位数	132	160	82.5	/	达标

由上表可知，阿克苏地区 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡期二级标准，其余指标均满足其标准限值。项目所在区域为环境空气质量非达标区。主要由于区域地处沙漠边缘，且降水量少，气候干燥，季节性风沙较大等自然因素引起。

4.2.2 特征因子补充监测

根据地质提供的资料，本项目区煤层气中不含硫化物，因此本项目其他污染物污染因子主要为 NMHC，本项目特征因子引用监测数据。其中 1 个监测点引用《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目环境影响报告书》在拜城矿区设置的大气监测点，1 个监测点引用《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目环境影响报告书》在拜城矿区设置的大气监测点，1 个监测点引用《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》在拜城矿区设置的大气监测点。

4.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在项目所在地及主导风向下风向设置监测点，本项目引用监测点位布设情况见表 4.2-2。

表 4.2-2　项目大气现状监测点相对位置

监测点位	监测点名称	监测点坐标	监测因子	数据来源	时间
G1	集气站下风向	***	非甲烷总烃	《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目环境影响报告书》	2025.3.27~2025.4.2

G2	铁列克村西北侧	***		《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目环境影响报告书》	2025.5.17~2025.5.23
G3	中区东段下风向	***		《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》	2025.5.25~2025.5.31

4.2.2.2 监测因子

监测因子为非甲烷总烃。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温等常规气象参数值）。

4.2.2.3 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及国家环保局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3　监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017））	0.07mg/m^3（以碳计）

4.2.2.4 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用占标率法作为评价方法。

$$P_i=\frac{C_i}{Co_i}\times 100\%$$

式中：*Pi*—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci：采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

Coi：第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m^3。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^3 标准进行评价。

（3）评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 4.2-4。

表 4.2-4　项目特征污染物监测结果汇总

污染物	监测点位	平均时间	评价标准/mg/m^3	监测浓度范围/mg/m^3	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况

非甲烷总烃	G1	1h	2.0	***	***	——	达标
	G2			***	***	——	达标
	G3			***	***	——	达标

由表 4.2-4 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 0.53～0.97mg/m^3 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m^3 标准，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量较好。

4.3 地表水环境现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B。本项目输气管线会穿越喀拉苏河和宿相厄肯河流，输水管线会穿越喀普斯朗河、宿相厄肯、库列根厄肯、台勒维丘克河河流。本项目共设置 5 个监测断面，均位于跨越点上游，其中 4 个监测点引用《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目环境影响报告书》和《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》数据，1 个为实测点，监测时间为 2026 年 4 月 24 日，监测单位为新疆壹诺环保科技有限公司。

4.3.1 监测点位

地表水环境现状调查监测布点见表 4.3-1。

表 4.3-1 地表水环境质量现状监测点

点位编号	引用点位编号	河流名称	与河流位置距离	坐标	备注	时间
DBS-1	/	喀拉苏河	新建管线穿越喀拉苏河	***	实测点	2026.4.24
DBS-2	DBS-3#-1-1	喀普斯朗河	工程上游	***	引用《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目环境影响报告书》数据	2025.5.20-21
DBS-3	DBS-2#-1-1	库列根厄肯	工程上游	***		
DBS-4	DBS-1#-1-1	宿相厄肯	工程上游	***	引用《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》数据	2025.5.30
DBS-5	DBS-2#-1-1	台勒维丘克河	工程上游	***		

4.3.2 监测因子及分析方法

监测因子：水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、

氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物 23 项。

本次环评水质现状监测项目及分析方法依照《环境水质监测质量保证手册》与《水和废水监测分析方法》的规定进行。

4.3.3 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

各监测点均采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中II类标准对各监测点位地下水水质进行评价。

（2）评价方法

①一般性水质因子（随着浓度增加而水质变差的水质因子）的指数计算公式：

$$S_{i,j}=\frac{C_{ij}}{C_{sj}}$$

式中：Si，j—评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

Ci，j—评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

Csi—评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

②溶解氧（DO）的标准指数计算公式：

$$S_{DO,\ j}=DOs/DOj \qquad DOj\le DO_f$$

$$S_{DO,\ j}=\frac{\left|DO_f-DO_j\right|}{\left|DO_f-DO_s\right|} \qquad DOj>DO_f$$

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

DO_j—溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s—溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

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

S—实用盐度符号，量纲一；T—水温，℃。

③pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pHj\le 7.0$$

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{sv}-7.0} \qquad pH_j>7.0$$

式中：S_{pHj}—pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；pHj—pH 值实测统计代表值；

pHsd—评价标准中 pH 值的下限值；

pHsu—评价标准中 pH 值的上限值。

当 Si，j＞1 时，表明该水质参数超过了规定的水质标准，Si，j＜1 时，说明该水质可以达到规定的水质标准。

（3）评价结果

地表水监测结果见表 4.3-2，引用点位监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-2　地表水监测结果统计一览表

序号	监测项目	标准限值	DBS-1		达标情况
			监测值	标准指数	
1	pH（无量纲）	6~9	***	***	达标
2	高锰酸盐指数	≤4mg/L	***	***	达标
3	溶解氧	≥6mg/L	***	***	达标
4	化学需氧量	≤15mg/L	***	***	达标
5	五日生化需氧量	≤3mg/L	***	***	超标
6	氨氮	≤0.5mg/L	***	***	达标
7	总磷	≤0.1mg/L	***	***	达标
8	总氮	≤0.5mg/L	***	***	超标
9	氰化物	≤0.05mg/L	***	***	达标
10	铜	≤1.0mg/L	***	***	达标
11	锌	≤1.0mg/L	***	***	达标
12	氟化物	≤1.0mg/L	***	***	达标
13	硒	≤0.01mg/L	***	***	达标
14	硫化物	≤0.1mg/L	***	***	达标
15	挥发酚	≤0.002mg/L	***	***	达标
16	铅	≤0.01mg/L	***	***	达标
17	砷	≤0.05mg/L	***	***	达标
18	汞	≤0.00005mg/L	***	***	达标
19	镉	≤0.005mg/L	***	***	达标
20	六价铬	≤0.05mg/L	***	***	达标
21	石油类	≤0.05mg/L	***	***	达标
22	阴离子表面活性剂	≤0.2mg/L	***	***	达标
23	水温	/	***	***	/

根据表 4.3-2 实测点监测结果可知，地表水中五日生化需氧量和总氮超标。

表 4.3-3 地表水监测结果及评价结果统计一览表

序号	监测项目	标准限值（mg/L）	DBS-2		DBS-3		DBS-4		DBS-5		达标情况
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH（无量纲）	6~9	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
2	高锰酸盐指数	≤4mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
3	溶解氧	≥6	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
4	化学需氧量	≤15mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
5	五日生化需氧量	≤3mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
6	氨氮	≤0.5mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
7	总磷	≤0.1mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
8	总氮	≤0.5mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
9	氰化物	≤0.05mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
10	铜	≤1.0mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
11	锌	≤1.0mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
12	氟化物	≤1.0mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
13	硒	≤0.01mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
14	硫化物	≤0.1mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
15	粪大肠菌群	≤2000 个/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
16	挥发酚	≤0.002mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
17	铅	≤0.01mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
18	砷	≤0.05mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
19	汞	≤0.00005mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
20	镉	≤0.005mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
21	六价铬	≤0.05mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
22	石油类	≤0.05mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标
23	阴离子表面活性剂	≤0.2mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	达标

根据表 4.3-3 监测结果可知，地表水 4 个引用监测点位监测因子均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准。

4.4 地下水环境现状调查与评价

4.4.1 地下水环境质量现状调查与评价

4.4.1.1 引用地下水监测点位

本项目地下水评级等级为二级，需布设 10 个监测点位，其中 5 个点位测水质及水位，5 个点位只用测水位，在项目区上游布设一个点位，项目区两侧布设 2 个点位，下游布设 2 个点位，已知拜城矿区地下水径流方向由北向南，根据拜城矿区以往报告书，引用 7 个地下水监测点数据，实测 3 个地下水监测数据，监测时间为 2026 年 4 月 21 日-24 日，监测单位为新疆壹诺环保科技有限公司。引用数据的合理性分析见表 4.4-1。

表 4.4-1　地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》	《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目环境影响报告书》					《新疆拜城县瓦斯治理一期工程项目环境影响报告书》	本项目	引用点位合理性判定
		W1	W5	W6	W7	W8	W9	W10	/	/
1	所属含水层	潜水层	潜水层					潜水层	潜水层	同一含水层
2	水文地质	第四系松散岩类孔隙潜水、碎屑岩类裂隙孔隙水	碎屑岩类裂隙孔隙水					碎屑岩类裂隙孔隙水	第四系松散岩类孔隙潜水、碎屑岩类裂隙孔隙水	同一水文地质单元
3	水化学类型	$HCO_3·SO_4$、$HCO_3·Cl·SO_4$、$SO_4·HCO_3$	$Cl·SO_4$					$Cl·SO_4$	$HCO_3·SO_4$、$HCO_3·Cl·SO_4$、$SO_4·HCO_3$、$Cl·SO_4$	同化学类型
4	监测点方位	上游	项目区两侧	项目区两侧	项目区两侧	项目区两侧	项目区两侧	项目区两侧	-	-
5	与本项目相对距离/km	665m	645m	682m	723m	1.27km	152m	1.88km	-	相对合理
6	时效	2025年5月30日	2025年5月20日~21日					2024年12月11日	2026年5月	三年有效期内

通过表4.4-1可知，本项目地理位置、所属含水层、水化学类型与所引用地下水点位的地理位置、所属含水层、水化学类型一致，引用地下水数据点位距离相对合理，同时监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数据具有代表性，有效性。

地下水监测点与本项目的位置关系详见表 4.4-2。

表 4.4-2　地下水环境质量现状监测点

编号	井位编号	坐标	与本项目位置关系	地下水类型	监测项目	水位（m）	监测时间	备注
W1	DXS-2#-1-1	***	上游约665m	潜水	水质、水位	40	2025 年 5 月 30 日	引用
W2	下游 1#	***	下游约5.2km	潜水	水质、水位	35	2026 年 4 月 21 日-4 月 24 日	实测
W3	下游 2#	***	下游约7km	潜水	水质、水位	40		
W4	拜东区域项目区	***	项目区两侧约3.8km	潜水	水质、水位	16		
W5	DXS-2#-1-1	***	项目区两侧约 645m	潜水	水质、水位	14	2025 年 5 月 20 日~21 日	引用
W6	DXS-1#-1-1	***	项目区两侧约 682m	潜水	水位	12		
W7	DXS-3#-1-1	***	项目区两侧约 723m	潜水	水位	15		
W8	DXS-4#-1-1	***	项目区两侧约1.27km	潜水	水位	16		
W9	DXS-5#-1-1	***	项目区两侧约 152m	潜水	水位	12		
W10	D1	***	项目区两侧约1.88km	潜水	水位	15	2024 年 12 月 11 日	

4.4.1.2 监测因子

项目区地下水调查监测因子为 pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发

酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氟化物和石油类共 19 项。

4.4.1.3 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准对各监测点位地下水水质进行评价。

（2）评价方法

采用标准指数法进行评价。单项水质评价因子 i 在第 j 取样点的标准指数为：

$$S_{i,j}=\frac{C_{ij}}{C_{sj}}$$

式中：$S_{i,j}$—单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$—水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si}—i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pHj \le 7.0$$

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{sv}-7.0} \qquad pH_j > 7.0$$

式中：pH_j—j 取样点水样 pH 值；

pH_{sd}—评价标准规定的下限值；

pH_{su}—评价标准规定的上限值。

当 $S_{i,j}>1$ 时，表明该水质参数超过了规定的水质标准，$S_{i,j}<1$ 时，说明该水质可以达到规定的水质标准。

（3）评价结果

地下水监测结果见表 4.4-3 和表 4.4-4。

表 4.4-3　引用监测结果统计一览表　　单位 mg/L（pH 除外）

检测项目	单位	W5-DXS-6#-1-1		W1-DXS-2#-1-1		标准限值
		检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	
pH	无量纲	***	***	***	***	6.5~8.5
硫化物	mg/L	***	***	***	***	≤0.02
氟化物	mg/L	***	***	***	***	≤1.0

氯化物	mg/L	***	***	***	***	≤250
硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	≤20
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	≤1.00
硫酸盐	mg/L	***	***	***	***	≤250
汞	μg/L	***	***	***	***	≤0.001
砷	μg/L	***	***	***	***	≤0.01
铁	mg/L	***	***	***	***	≤0.3
锰	mg/L	***	***	***	***	≤0.1
钾离子	mg/L	***	***	***	***	--
钠离子	mg/L	***	***	***	***	≤200
镁离子	mg/L	***	***	***	***	--
钙离子	mg/L	***	***	***	***	--
碳酸根离子	mg/L	***	***	***	***	--
碳酸氢根离子	mg/L	***	***	***	***	--
石油类	mg/L	***	***	***	***	--
铅	μg/L	***	***	***	***	≤0.01
镉	μg/L	***	***	***	***	≤0.005
总硬度	mg/L	***	***	***	***	≤450
耗氧量	mg/L	***	***	***	***	≤3.0
氨氮	mg/L	***	***	***	***	≤0.5
挥发酚	mg/L	***	***	***	***	≤0.002
溶解性总固体	mg/L	***	***	***	***	≤1000

由引用监测数据可知，监测因子中除总硬度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

表 4.4-4　本次监测结果统计一览表　　单位 mg/L（pH 除外）

检测项目	单位	W2		W3		W4		标准限值
		检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	
pH	无量纲	***	***	***	***	***	***	6.5~8.5
硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤20
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤1.00
硫酸盐	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤250
汞	μg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.001
砷	μg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.01
铁	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.3
锰	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.1
高锰酸盐指数	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤3.0
氰化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.05

氟离子	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤1.0
六价铬	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.05
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	***	-
铅	μg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.01
镉	μg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.005
总硬度	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤450
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.5
挥发酚	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤0.002
溶解性总固体	mg/L	***	***	***	***	***	***	≤1000

由本次监测数据可知，监测因子中除溶解性总固体指标超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

4.4.2 包气带监测

（1）监测点

为了解项目区包气带污染现状，本次环评分别在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近区域设置包气带监测点位。监测项目及布点见表 4.4-5。

表 4.4-5　包气带监测点布置

编号	监测点位置	备注
B1	***	拜 Z54 平台
B2	***	拜 Z9 平台
B3	***	拜 Z20 平台

（2）监测内容

在表层 0～0.2m 埋深范围内取一个土壤样品，样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。

（3）监测因子

pH 值、汞、砷、六价铬、铅、镉、铜、镍、石油烃。

（4）监测时间与频次

采样日期 2026 年 4 月 21 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

（5）监测要求

包气带样品浸溶试验应根据污染物特性采用国家相关试验标准，其中无机污染物（包括重金属）建议参照《固体废物浸出毒性浸出方法水平振荡法》（HJ 557-2010），有机类污染物建议参照《固体废物 有机物的提取 加压流体萃取法》（HJ 782-2016）测定浸出液的特征因子。

（6）监测结果

包气带监测结果见表 4.4-6。

表 4.4-6　包气带监测及评价结果　单位：mg/L（pH 除外）

检测因子	单位	B1	B2	B3
		20cm	20cm	20cm
pH 值	无量纲	***	***	***
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/L	***	***	***
汞	μg/L	***	***	***
砷	μg/L	***	***	***
六价铬	mg/L	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***
镉	mg/L	***	***	***
铜	mg/L	***	***	***
镍	mg/L	***	***	***

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤监测

4.5.1.1 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目布设土壤监测点。

根据 2.5.4 小结，本项目为污染影响型二级评价，则污染影响型布设 6 个采样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，1 个表层样，占地范围外布设 2 个表层样；本项目土壤生态影响型为二级评价，则生态影响型共布设 7 个采样点，占地范围内布设 3 个表层样，占地范围外布设 4 个表层样。污染影响型和生态影响型可重复样点，因此，本项目共布设 10 个样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，3 个表层样，占地范围外 4 个表层样，占地范围外的监测点引用《新疆拜城县瓦斯治理二期工程项目环境影响报告书》中的监测点位及数据。监测项目及布点见表 4.5-1。

表 4.5-1　土壤监测点位布设表

编号	位置/井号	坐标		样品类别	土壤类型	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬				

T1	拜西 69 井	***	***	柱状样	棕钙土	项目占地范围内	柱状样中 0~0.5m 测《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项因子和 pH 值、石油烃、土壤盐分含量；0.5~1.5m、1.5~3m、3m 以下测 pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T2	拜 X79C	***	***	柱状样	灰棕漠土		
T3	外输输水管线	***	***	柱状样	棕漠土		
T4	拜 Z68 平台井	***	***	表层样	栗钙土		《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 项因子和 pH 值、石油烃、土壤盐分含量
T5	拜 Z58 平台井	***	***	表层样	草毡土		
T6	外输输水管线	***	***	表层样	绿洲土		pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T7	T1#	***	***	表层样	/	项目占地范围外	pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌、土壤盐分含量
T8	T3#	***	***	表层样	/		
T9	T4#	***	***	表层样	/		
T10	T12#	***	***	表层样	/		

4.5.1.2 监测时间及频次

监测时间：委托新疆壹诺环保科技有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，采样时间为 2024 年 4 月 23 日~24 日。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

4.5.1.3 采样要求及分析方法

要求：柱状样采样深度 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m、3m 以下；表层样采样深度 0~0.2m。

监测分析方法：①占地范围内建设用地：按《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 3 中的土壤污染物分析方法执行；②占地范围外调查范围内：按照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）表 4 中的土壤污染物分析方法执行。

4.5.1.4 监测结果及评价

项目区本项目土壤类型有 6 种，分别为棕钙土、灰棕漠土、棕漠土、栗钙土、草毡土、绿洲土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表 4.5-2。土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-3 至表 4.5-5。

表 4.5-2　土壤理化性质调查表

点号	层位	实验室测定				
		氧化还原电位（mV）	渗滤率（mm/min）	容重（g/cm³）	总孔隙度（%）	阳离子交换量（cmol+/kg）
T1	0~0.5m	***	***	***	***	***
	0.5m～1.5m	***	***	***	***	***
	1.5m～3m	***	***	***	***	***
	3.5m	***	***	***	***	***
T2	0~0.5m	***	***	***	***	***
	0.5m～1.5m	***	***	***	***	***
	1.5m～3m	***	***	***	***	***
	3.5m	***	***	***	***	***
T3	0~0.5m	***	***	***	***	***
	0.5m～1.5m	***	***	***	***	***
	1.5m～3m	***	***	***	***	***
	3.5m	***	***	***	***	***
T4	0~0.2m	***	***	***	***	***
T5	0~0.2m	***	***	***	***	***
T6	0~0.2m	***	***	***	***	***
T7	0~0.2m	***	***	***	***	***
T8	0~0.2m	***	***	***	***	***
T9	0~0.2m	***	***	***	***	***
T10	0~0.2m	***	***	***	***	***

表 4.5-3　土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值						筛选值	是否低于筛选值
		T1(0-0.5m)	T2(0-0.5m)	T3(0-0.5m)	T4(0-0.5m)	T5(0-0.5m)	T6(0-0.5m)		
	重金属和无机物								
1	砷	***	***	***	***	***	***	60	是
2	镉	***	***	***	***	***	***	65	是
3	铬（六价）	***	***	***	***	***	***	5.7	是
4	铜	***	***	***	***	***	***	18000	是
5	铅	***	***	***	***	***	***	800	是
6	汞	***	***	***	***	***	***	38	是
7	镍	***	***	***	***	***	***	900	是
	挥发性有机物								
8	四氯化碳	***	***	***	***	***	***	2.8	是
9	氯仿（三氯甲烷）	***	***	***	***	***	***	0.9	是
10	氯甲烷	***	***	***	***	***	***	37	是
11	1,1-二氯乙烷	***	***	***	***	***	***	9	是
12	1,2-二氯乙烷	***	***	***	***	***	***	5	是
13	1,1-二氯乙烯	***	***	***	***	***	***	66	是
14	顺-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***	***	596	是
15	反-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***	***	54	是
16	二氯甲烷	***	***	***	***	***	***	616	是
17	1,2-二氯丙烷	***	***	***	***	***	***	5	是
18	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***	***	10	是
19	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***	***	6.8	是
20	四氯乙烯	***	***	***	***	***	***	53	是

序号	污染物项目	检测值						筛选值	是否低于筛选值
		T1(0-0.5m)	T2(0-0.5m)	T3(0-0.5m)	T4(0-0.5m)	T5(0-0.5m)	T6(0-0.5m)		
21	1,1,1-三氯乙烷	***	***	***	***	***	***	840	是
22	1,1,2-三氯乙烷	***	***	***	***	***	***	2.8	是
23	三氯乙烯	***	***	***	***	***	***	2.8	是
24	1,2,3-三氯丙烷	***	***	***	***	***	***	0.5	是
25	氯乙烯	***	***	***	***	***	***	0.43	是
26	苯	***	***	***	***	***	***	4	是
27	氯苯	***	***	***	***	***	***	270	是
28	1,2-二氯苯	***	***	***	***	***	***	560	是
29	1,4-二氯苯	***	***	***	***	***	***	20	是
30	乙苯	***	***	***	***	***	***	28	是
31	苯乙烯	***	***	***	***	***	***	1290	是
32	甲苯	***	***	***	***	***	***	1200	是
33	间二甲苯+对二甲苯	***	***	***	***	***	***	570	是
34	邻二甲苯	***	***	***	***	***	***	640	是
	半挥发性有机物								
35	硝基苯	***	***	***	***	***	***	76	是
36	苯胺	***	***	***	***	***	***	260	是
37	2-氯苯酚	***	***	***	***	***	***	2256	是
38	苯并[a]蒽	***	***	***	***	***	***	15	是
39	苯并[a]芘	***	***	***	***	***	***	1.5	是
40	苯并[b]荧蒽	***	***	***	***	***	***	15	是
41	苯并[k]荧蒽	***	***	***	***	***	***	151	是
42	䓛	***	***	***	***	***	***	1293	是
43	二苯并[a,h]蒽	***	***	***	***	***	***	1.5	是

序号	污染物项目	检测值						筛选值	是否低于筛选值
		T1(0-0.5m)	T2(0-0.5m)	T3(0-0.5m)	T4(0-0.5m)	T5(0-0.5m)	T6(0-0.5m)		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	***	***	***	***	***	***	15	是
45	萘	***	***	***	***	***	***	70	是
	其他项目								
46	pH 值	***	***	***	***	***	***	/	/
47	石油烃	***	***	***	***	***	***	4500	是
48	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	***	***	***	***	/	/

注：L 表示低于检出限。

表 4.5-4　土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值									筛选值	是否低于筛选值
		T1 (0.5~1.5 m)	T1 (1.5-3.0 m)	T1 (3.5 m)	T2 (0.5~1.5 m)	T2 (1.5-3.0 m)	T2 (3.5 m)	T3 (0.5~1.5 m)	T3 (1.5-3.0 m)	T3 (3.5 m)		
重金属和无机物												
1	砷	***	***	***	***	***	***	***	***	***	60	是
2	镉	***	***	***	***	***	***	***	***	***	65	是
3	铬（六价）	***	***	***	***	***	***	***	***	***	5.7	是
4	铜	***	***	***	***	***	***	***	***	***	18000	是
5	铅	***	***	***	***	***	***	***	***	***	800	是
6	汞	***	***	***	***	***	***	***	***	***	38	是
7	镍	***	***	***	***	***	***	***	***	***	900	是
其他项目												
8	pH 值	***	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/
9	石油烃	***	***	***	***	***	***	***	***	***	4500	是
10	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/

表 4.5-5　土壤检测结果表（占地范围外）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值				筛选值	是否低于筛选值
		T7 (0-0.2m)	T8 (0-0.2m)	T9 (0-0.2m)	T10 (0-0.2m)		
重金属和无机物							
1	砷	***	***	***	***	25	是
2	镉	***	***	***	***	0.6	是
3	铬（六价）	***	***	***	***	/	是
4	铜	***	***	***	***	100	是
5	铅	***	***	***	***	170	是
6	汞	***	***	***	***	3.4	是
7	镍	***	***	***	***	190	是
8	总铬	***	***	***	***	250	是
9	锌	***	***	***	***	300	是
其他项目							
8	pH 值	***	***	***	***	/	/
9	石油烃	***	***	***	***	4500	是
10	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	***	***	/	/

注：1.ND 表示未检出；

2.T1~T6 为占地范围内，T7~T10 为占地范围外。

根据监测结果可知，项目建设场地土壤环境质量各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值；占地范围外评价区土壤环境质量的各监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 条件下的风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

4.6 声环境现状调查与评价

4.6.1 现状监测

（1）监测布点

本项目对区域进行现场监测，监测点共 10 个，监测点位一览表见表 4.6-1。

表 4.6-1 声环境监测点位布设表

编号	监测点名称		监测坐标	备注	监测时段
N1	采气井	拜 X78-1X 井	***	/	连续监测一天，昼夜各一次。
N2		拜西 56X 井	***	/	
N3		拜 Z22-10X 井	***	/	
N4		拜中 47X 井	***	/	
N5		拜东 5 井	***	/	
N6	站场	中区中段 30 万方集气增压脱水站东厂界外 1m	***	/	
N7		中区中段 30 万方集气增压脱水站南厂界外 1m	***	/	
N8		中区中段 30 万方集气增压脱水站西厂界外 1m	***	/	
N9		中区中段 30 万方集气增压脱水站北厂界外 1m	***	/	
N10	声环境敏感点 1		***	/	
N11	声环境敏感点 2		***	/	
N12	声环境敏感点 3		***	/	

（2）监测因子：等效连续 A 声级。

（3）监测方法

声环境质量现状监测严格按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关规定执行，测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声

进行声压级测量（以 A 声级计）；测量仪器：AWA6228+型多功能声级计。

（4）监测时间和频次

连续监测一天，昼夜各一次。

（5）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

4.6.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 4.6-2。

表 4.6-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N2	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N3	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N4	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N5	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N6	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N7	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N8	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N9	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N10	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N11	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N12	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0

由检测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

4.7 生态环境现状调查与评价

4.7.1 生态系统调查与评价

4.7.1.1 生态功能定位

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于III天山山地干旱草原-针叶林生态区—III3 天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区—43.天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。主要生态功能区目前存在的问题，生态敏感性及保护发展方向如下表 4.7-1。

表 4.7-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	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	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
III天山山地干旱草原-针叶林生态区	III3 天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区	43.天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区	拜城县、库车县、轮台县	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	生物多样性和生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感。	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	规范天然气和煤炭开采作业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理	建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游。

4.7.1.2 生态系统类型

项目区生态系统主要以荒漠生态系统的沙地、草地生态系统的稀疏沼泽和城市生态系统的工矿交通为主。项目区占地类型为林地、其他林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、一般耕地（水浇地）、河流水面、内陆滩涂、村镇、设施农用地、裸地等。

生物量是生态系统功能的重要表现形式。根据方精云、刘国华等《我国森林植被的生物量和净生产量》（生态学报，1996，（05）：497-508））、朴世龙、方精云等《中国草地植被生物量及其空间分布格局》（植物生态学报，2004，（04）：491-498）、国家统计局发布的相关数据等，不同植被类型的生物量估算参数详见表 4.7-2。

表4.7-2 生物量估算参数

序号	群系	生物量估算参数

1	多枝柽柳灌丛、盐节木荒漠	《我国森林植被的生物量和净生产量》（新疆地区疏林、灌木林平均生物量 13.900t/hm^2。）
2	芨芨草草甸	《中国草地植被生物量及其空间分布格局》表 2 计算的新疆地区草地的平均生物量 5.354t/hm^2。

4.8.2 植被现状调查与评价

4.8.2.1 区域植被现状调查

根据《新疆拜城矿区总体规划环境影响报告书》植被类型图，采用叠图法，核实本项目所在区域植被类型主要包括平地草甸类、山地温性荒漠类、温性草原类、平原温性荒漠类和少量高寒草原类植被类型。

平地草甸植被以草木樨为主；山地温性荒漠植被以红砂、刺旋花为主；温性荒漠草原类以喀什蒿、沙生针茅为主；平原温性荒漠植被以猪毛菜、圆叶盐爪爪、盐生假木贼为主；高寒草甸以新疆银穗草、冷蒿为主。区块常见植物有红砂、刺旋花、猪毛菜、圆叶盐爪爪、盐生假木贼、锦鸡儿等。

项目生态评价区域内主要植物名录见表 4.7-1。

表 4.8-1　项目所在区域高等植物种类及分布环境

名称		学名	分布情况	保护级别
禾本科	沙生针茅	*Stipaplareosa*	+++	
	戈壁针茅	*Stipatianschanicavar.gobica*	+	
	镰芒针茅	*Stipacaucasica.*	+	
	新疆针茅	*Stipasareptanavar.sareptana*	++	
	新疆银穗草	*Leucopoaolgae*	+	
藜科	粗糙假木贼	*Chenopodiaceae*	+	
	圆叶盐爪爪	*Kalidiumschreakianiun*	+++	
	刺毛碱蓬	*Suaedaacuniimata*	+	
	猪毛菜	*Salsolasp.*	+++	
	木地肤	*Kochiaprostrata*	+	
苋科	盐生假木贼	*Anabasissalsa(C.A.Mey.)Benth.exVolkens*	+++	
豆科	锦鸡儿	*Caraganadosyphyua*	+++	
	草木樨	*Melilotusofficinalis*	+++	
	多叶锦鸡儿	*Caraganapleiophylla*	+	
	阿克苏黄芪	*Astragalusaksuensis*	+	
	假黄芪	*Astragalusmendax*	+	
	裂叶黄芪	*Astragalalaccratus*	+	
菊科	冷蒿	*Artemisiafrigida*	+++	
	新疆绢蒿	*Seriphidiumkaschgaricum(Krasch)Poljakov*	+	
	飞廉	*Carduusnutans L.*	+	
	小蓬	*Nanophytonerinaceum*	+	

	喀什蒿	*Aitemisiakaschgaria*	+++	
旋花科	刺旋花	*Convolvulustragacanthoides*	+++	
小荣科	黑果小檗	*Berberisheteropoda*	+	
十字花科	甘新念珠芥	*Tonilarialcorolkorii*	+	

注：分布情况：+少见，++中等；+++多见

4.8.2.2 项目区植被现状评价

根据现场调查及资料分析表明，项目区组成群落的植物种类较多。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，本项目占地范围内植被类型主要为无植被区、沙生针茅草原、天山猪毛菜荒漠、栽培植被、紫花苜蓿草原、人工杨树林、多枝柽柳灌丛、，植物群落结构为水平结构，植被覆盖度约 10-20%。评价区内植被类型占比见表 4.8-2。

表 4.8-2　评价区植被类型统计表

植被类型	面积（hm^2）	占评价区面积比例（%）
人工杨树林	13.5	0.11
多枝柽柳灌丛	7.76	0.07
沙生针茅草原	2435.76	20.56
紫花苜蓿草原	73.17	0.62
天山猪毛菜荒漠	586.47	4.95
栽培植被	109.02	0.92
无植被区	8620.48	72.77
合计	11846.16	100

4.8.3 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物类型

项目区动物在区系地理上属于古北界、中亚亚界、哈萨克斯坦区、中天山小区。此区域受长期采煤及放牧活动的影响，加之天然植被稀疏，种类单一，高度低，盖度小，野生动物缺乏赖以生存的隐蔽环境及充足的食源，因而野生动物的种类单一，数量少。常见的有麻雀、家燕、乌鸦等鸟类及啮齿动物的几种鼠类。总之，评价区生物种类单一，数量也不多，无国家及自治区保护物种分布。项目区常见动物分布具体详见表 4.8-3。

表 4.8-3　项目所在区域野生脊椎动物分布种类及遇见频度

中文名	学名	居留特性	项目区域分布频度
蜥蜴	*Lacertidae*		+
野兔	*Lepustolai*		+
鼠	*Apodemussylvaticus*		++

家燕	*Hirundorustica*	B·T	+
乌鸦	*PyrrhocoraxPyrrhocorax*	R	+
麻雀	*Passermontanussaturatus*	B·R	++

注：R 留鸟；B 繁殖鸟；++多见种；+常见种；±偶见种。

（2）野生动物现状评价

本项目所在区域由于气田开发及周围农田的开垦大量人员、机械的进入，周围生态环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，项目所在区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，气田开发力度和范围将逐步加大以及农田开垦范围的增大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化，部分啮齿动物和伴人型鸟类如麻雀、田鼠等将成为该区域的优势种动物。

4.8.4 土壤类型及特征

本项目评价范围内的土壤类型主要为棕钙土、灰棕漠土、棕漠土、栗钙土、草毡土、绿洲土，并具有干旱、高温的气候特征和多砾石、砂子、保水保肥差的土壤特征，区内植被覆盖度稀少，大部分地区寸草不生，基本为裸岩石砾地。由于矿区及附近地下埋藏有丰富的煤炭资源，故该地又成了煤炭矿山开发用地。评价区内土壤类型占比见表 4.8-4。

表 4.8-4　评价区土壤类型统计表

土壤类型	面积（hm^2）	占评价区面积比例（%）
栗钙土	4817.03	40.66
棕漠土	1895.97	16.00
棕钙土	2204.79	18.61
灰棕漠土	2605.85	22.00
绿洲土	133.18	1.12
草毡土	189.34	1.60
合计	11846.16	100

（1）栗钙土

腐殖质层呈栗色，厚度约 25～45cm，有机质含量 10～45g/kg，典型值为 20～30g/kg；钙积层多出现于 30～50cm 深度，碳酸钙含量 100～200g/kg，形成灰白色淀积层；土壤弱度石膏化、盐化，石膏和易溶盐多聚积于剖面下部，无盐磐层；呈中性至碱性反应，pH 值 7.5～8.5；质地较轻，多为砂质壤土-粉壤土，石砾含量低。

（2）棕漠土

在结皮层中碳酸钙最多，可达 60～110g/kg，向下急剧减少；在表层或亚表层中，石膏含量相当高，而在石膏集聚积层中，最高含量可达 300g/kg 以上；从表层起即有易溶盐出现，盐分组成常以氯化物为主，如剖面下部出现盐磐层，其中易溶盐含量可高达 300g/kg～400g/kg，个别可超过 500g/kg；有机质含量极低，多小于 3g/kg；呈强碱性反应，一般不含苏打，也没有碱化现象；颗粒组成为粗骨性，在石砾部分，直径大于 5 毫米以上，砾石可占总重的 500g/kg 以上，细粒部分以中、细砂为主，粘粒含量一般在 180g/kg 以下。

（3）棕钙土

腐殖质层较薄，约 20cm，呈浅棕色，有机质含量 6～15g/kg（0.6%～1.5%），低于栗钙土；钙积层出现较浅，多在 15～30cm 深度，碳酸钙含量＞100g/kg，地表多砾石；北疆区域石膏聚积深度多为 35～70cm，含量 10～100g/kg，易溶盐在剖面下部少量聚积，无盐磐；呈碱性反应，pH 值 8.0～9.0；质地多为砾质砂土或砂质壤土，粘粒含量较低。

（4）灰棕漠土

有机质含量极低，多＜10g/kg，表层结皮发育；碳酸钙表聚性强，结皮层含量最高，为 70～110g/kg，显著高于下部土层；石膏聚积层含量 100～400g/kg，易溶盐含量 5～30g/kg，无盐磐层，盐分组成以硫酸盐为主；呈强碱性反应，pH 值 8.0～8.7；粗骨性极强，地表多砾幂，砾石含量高，细粒部分以砂为主。

（5）绿洲土

受长期灌溉耕作影响，表层有机质含量显著高于荒漠土，一般为 10～20g/kg，部分高肥力区域可达 20g/kg 以上；通体石灰反应强烈，碳酸钙含量多＞100g/kg，部分区域存在次生碳酸钙淀积；盐分受灌溉淋洗影响，表层盐分降低，剖面下部可能存在次生盐渍化现象，盐分组成复杂；呈碱性反应，pH 值 8.0～8.5，盐碱化区域 pH 值可超过 8.5；质地多为壤质土，灌淤层厚度大，质地较均一，粘粒含量高于荒漠土。

（6）草毡土（高山草甸土）

表层草毡层（3～5cm）及腐殖质层（8～20cm）有机质含量极高，表层可达 100～300g/kg，向下含量骤减；通体无石灰反应，碳酸钙含量极低（＜10g/kg）；

无石膏化和盐化现象，易溶盐含量极低；呈微酸性至中性反应，pH 值 6.0～7.0；土壤多含砾石，质地为砂壤土-轻壤土，粘粒含量低，阳离子交换量较高。

4.8.5 土地利用现状与评价

根据现场踏勘及相关资料，本项目区位于拜城矿区，部分埋设了集输管线，以及伴行公路、电力线及处理站等。并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，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。

根据本项目土地利用现状图及权属证明文件，结合《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），评价范围内土地类型为：林地、其他林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、一般耕地（水浇地）、河流水面、内陆滩涂、村镇、设施农用地和裸地。评价区土地利用类型占比见表 4.8-5。

表 4.8-5　评价区土地利用类型统计表

植被类型	面积（hm^2）	占评价区面积比例（%）
林地	13.5	0.11
其他林地	7.76	0.07
天然牧草地	2435.76	20.56
人工牧草地	73.17	0.62
其他草地	586.47	4.95
一般耕地（水浇地）	109.02	0.92
河流水面	55.37	0.47
内陆滩涂	136.45	1.15
村镇	47.35	0.40
设施农用地	0.26	0.00
合计	11846.16	100

4.8.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查

4.8.6.1 区域沙化现状调查

根据《新疆第六次沙化监测报告》，新疆国土总面积为 16648.97 万公顷，本次沙化监测区面积为 15689.13 万公顷，沙化监测区分布在 14 个地州市，88 个县市（区）、10 个自治区直辖市共 98 个行政区域。监测结果显示：沙化土地面积 7468.21 万公顷，占监测区总面积 47.60%，具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万公顷，占监测区总面积 2.79%，非沙化土地面积 7782.95 万公顷，占监测区总面积 49.61%。其中阿克苏地区 615.56 万公顷，占新疆沙化土地面积 8.24%；在

阿克苏地区中沙化土地面积较大的县市有沙雅县、阿克苏市和阿瓦提县。沙雅县沙化土地面积为271.31万公顷，占全地区沙化土地面积的44.07%；阿克苏市沙化土地面积为97.92万公顷，占全地区沙化土地面积的15.91%；阿瓦提县沙化土地面积为91.71万公顷，占全沙化土地面积的14.90%；其它6个县市沙化土地面积154.62万公顷，占25.12%。

沙化土地按监测区分布情况中，具有明显沙化趋势面积为437.96万公顷，其中占比较大的地州有喀什地区、阿克苏地区和巴音郭楞蒙古自治州，这三个地州具有明显沙化趋势总面积260.93万公顷，占具有明显沙化趋势面积的59.58%，其他11个地州、市具有明显沙化趋势面积177.03万公顷，占具有明显沙化趋势总面积的40.42%。其中巴音郭楞蒙古自治州为69.19万公顷，占新疆具有明显沙化趋势面积15.80%；阿克苏地区为83.75万公顷，占新疆具有明显沙化趋势19.12%；喀什地区为107.99万公顷，占具有明显沙化趋势面积24.66%。

项目所处区域为阿克苏地区拜城县，项目区大部分区域为非沙化土地，其余极少部分为戈壁，戈壁地表形成了一层以砾石为覆盖的砾幕层，可有效避免或减少沙尘暴等自然灾害的发生，是十分稀缺的自然资源与地理景观。

根据现场调查结果，工程所在沙地地表覆盖植被主要为柽柳和骆驼刺等，植被覆盖率低，地表结皮类型主要为盐碱结皮，盐碱结皮能够增加表层土壤的水分含量，增强地表的抗风蚀能力，从而有效降低地表风蚀量。

拜城县沙化土地面积统计情况见表4.8-6。

表 4.8-6　项目涉及区域沙化土地动态变化情况　　（单位：公顷）

统计单位	监测总面积	沙化土地面积												具有明显沙化趋势的土地	其他土地类型面积
		小计	流动沙地（丘）	半固定沙地（丘）			固定沙地（丘）			沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘（劣地）	戈壁		
				计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地						
阿克苏地区	1255384351.0000	6155603.8500	3342078.5900	1211993.6900	169490.7100	1042502.9800	410037.9700	93505.7300	316532.2400	70358.8300	1319.3100	19370.1300	1100445.3300	837498.2900	5560741.3700
拜城县	1589243.8300	217355.4400	/	/	/	/	/	/	/	/	/	12820.3300	204535.1100	7.0600	1371881.3300

4.8.6.2 水土流失现状调查

根据《关于印发新疆维吾尔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），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。所在区域水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库－拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

项目所在拜城县属于塔里木河流域重点治理区范围内。

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

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

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

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 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：（1）在井场建设、管线敷设、集气增压站建设、储水池建设、供配电线路架设等在施工作业过程中产生的扬尘，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等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为NOx、SO_2、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气；（4）管线焊接产生的焊接废气。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设、集气增压站建设、供配电线路架设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在100m以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/t·a；

V_{50}—距地面50m处风速，m/s；

V_0—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件

有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250μm 时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1　不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径（μm）	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度（m/s）	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径（μm）	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度（m/s）	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径（μm）	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度（m/s）	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0～50m 为重污染带，50m～100m 为较重污染带，100m～200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件下，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m^3 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

（2）车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况下，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123\left(\frac{v}{5}\right)\left(\frac{w}{6.8}\right)^{0.85}\left(\frac{p}{0.5}\right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m^2。

表 5.1-2 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2　不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m²)	0.2 (kg/m²)	0.3 （kg/m²）	0.4 （kg/m²）	0.5 （kg/m²）	1.0 (kg/m²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m～50m 范围。

表 5.1-3　施工场地洒水抑尘实验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/m³）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO_2。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO_2 1 小时平均

浓度分别为0.2mg/m^{3}和0.13mg/m^3，日平均浓度分别为0.13mg/m^{3}和0.062mg/m^3，均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在200m以内的范围。

同时，施工单位应使用符合国家标准的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

5.1.1.4 焊接废气

项目输气管线为PE材质、输水管线为柔性复合管，管道敷设过程中采用加热板焊接，焊接过程中会有少量有机废气产生，由于项目施工区域位于开阔地带，且焊接量小，产生的有机废气经自然扩散后不会对周围大气环境产生不利影响。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.2 运营期环境影响分析

本项目运营期正常工况下大气污染源主要是输气管线、集气增压脱水站中的烃类挥发对大气环境的影响及天然气处理站办公生活区食堂油烟对大气环境的影响。

5.1.2.1 无组织非甲烷总烃

（1）预测模式

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用AERSCREEN模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）预测因子和预测源强

在煤层气开采、集输过程及集气增压脱水站中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表5.1-4。

表5.1-4　本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

序号	污染源名称	海拔（m）	矩形面源			年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率（kg/h）	
			长度（m）	宽度（m）	有效高度（m）			污染物	排放速率
1	单井井场	1880	85	70	1	7920	正常	NMHC	0.0095
2	2 井式井场	1903	90	75	1	7920	正常	NMHC	0.019
3	3 井式井场	1869	95	80	1	7920	正常	NMHC	0.028
4	4 井式井场	1753	100	85	1	7920	正常	NMHC	0.038
5	5 井式井场	1533	105	90	1	7920	正常	NMHC	0.047
6	6 井式井场	1822	110	95	1	7920	正常	NMHC	0.057
7	7 井式井场	1578	115	100	1	7920	正常	NMHC	0.066
8	8 井式井场	1788	120	105	1	7920	正常	NMHC	0.076
9	9 井式井场	1742	125	110	1	7920	正常	NMHC	0.085
10	10 井式井场	1695	130	115	1	7920	正常	NMHC	0.095
11	11 井式井场	1711	135	120	1	7920	正常	NMHC	0.10
12	12 井式井场	1862	140	125	1	7920	正常	NMHC	0.11
13	13 井式井场	1693	145	130	1	7920	正常	NMHC	0.12
14	19 井式井场	1867	175	160	1	7920	正常	NMHC	0.18
15	中区中段30万方集气增压脱水站	2044	30	20	1	7920	正常	NMHC	0.36

（3）估算模型参数

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 5.1-5。

表5.1-5　地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0～360	全年	0.3275	7.75	0.2625

本项目估算模型参数见表 5.1-6。

表5.1-6　估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市时选项）	/
最高环境温度/℃		40.9
最低环境温度/℃		-27.4
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线烟熏	考虑岸线烟熏	否
	岸线距离	否
	岸线方向	否

（4）预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-7。

表 5.1-7（1） 非甲烷总烃预测结果表 单位：μg/m³

下风向距离/m	单井井场		2 井式井场		3 井式井场		4 井式井场		5 井式井场		6 井式井场		7 井式井场	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
25	9.8692	4.93460E-001	19.117	9.55850E-001	26.799	1.33995	36.08	1.80400	40.777	2.03885	48.036	2.40180	51.815	2.59075
50	15.507	7.75350E-001	29.065	1.45325	39.612	1.98060	52.058	2.60290	57.649	2.88245	66.676	3.33380	70.723	3.53615
75	19.564	9.78200E-001	37.06	1.85300	50.664	2.53320	66.515	3.32575	73.544	3.67720	84.523	4.22615	88.751	4.43755
100	19.774	9.88700E-001	38.262	1.91310	53.397	2.66985	71.291	3.56455	80.408	4.02040	94.207	4.71035	100.65	5.03250
150	18.006	9.00300E-001	35.349	1.76745	50.122	2.50610	68.27	3.41350	77.951	3.89755	92.645	4.63225	100.76	5.03800
200	15.292	7.64600E-001	30.24	1.51200	43.108	2.15540	59.015	2.95075	67.782	3.38910	81.09	4.05450	88.728	4.43640
500	8.353	4.17650E-001	16.745	8.37250E-001	24.201	1.21005	33.545	1.67725	38.907	1.94535	46.953	2.34765	51.761	2.58805
1000	4.5184	2.25920E-001	9.1481	4.57405E-001	13.349	6.67450E-001	18.679	9.33950E-001	21.9	1.09500	26.704	1.33520	29.767	1.48835
1500	2.8793	1.43965E-001	5.8429	2.92145E-001	8.559	4.27950E-001	12.022	6.01100E-001	14.136	7.06800E-001	17.306	8.65300E-001	19.369	9.68450E-001
2000	2.083	1.04150E-001	4.1537	2.07685E-001	6.0949	3.04745E-001	8.5701	4.28505E-001	10.094	5.04700E-001	12.378	6.18900E-001	13.873	6.93650E-001

下风向最大质量浓度及占标率	19.778	9.88900E-001	38.353	1.91765	53.748	2.6874	72.323	3.61615	81.678	4.08390	96.309	4.81545	103.86	5.19300
D10%最远距离/m	0		0		0		0		0		0		0	
最大浓度落地点距离/m	101		105		108		111		115		118		121	

表 5.1-7（2） 非甲烷总烃预测结果表 单位：μg/m³

下风向距离/m	8 井式井场		9 井式井场		10 井式井场		11 井式井场		12 井式井场		13 井式井场	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
25	58.024	2.90120	63.762	3.18810	66.532	3.32660	69.055	3.45275	73.764	3.68820	75.863	3.79315
50	78.038	3.90190	84.493	4.22465	86.968	4.34840	89.168	4.45840	94.208	4.71040	95.907	4.79535
75	96.767	4.83835	103.99	5.19950	106.24	5.31200	108.11	5.40550	113.34	5.66700	114.58	5.72900
100	111.26	5.56300	120.12	6.00600	122.98	6.14900	125.33	6.26650	132.22	6.61100	133.6	6.68000

150	113.87	5.69350	125.97	6.29850	132.16	6.60800	137.63	6.88150	147.35	7.36750	151.71	7.58550
200	100.76	5.03800	112.03	5.60150	118.3	5.91500	124.26	6.21300	134.23	6.71150	139.58	6.97900
500	59.194	2.95970	66.239	3.31195	70.318	3.51590	74.206	3.71030	80.554	4.02770	84.09	4.20450
1000	34.403	1.72015	38.906	1.94530	41.719	2.08595	44.44	2.22200	48.658	2.43290	51.235	2.56175
1500	22.465	1.12325	25.514	1.27570	27.471	1.37355	29.393	1.46965	32.32	1.61600	34.183	1.70915
2000	16.131	8.06550E-001	18.346	9.17300E-001	19.796	9.89800E-001	21.225	1.06125	23.398	1.16990	24.788	1.23940
下风向最大质量浓度及占标率	116.33	5.81650	127.67	6.38350	133.07	6.65350	138.09	6.90450	147.48	7.37400	151.71	7.58550
D10%最远距离/m	0		0		0		0		0		0	
最大浓度落地点距离/m	125		127		136		139		146		150	

表 5.1-7（3） 非甲烷总烃预测结果表 单位：μg/m³

下风向距离/m	19 井式井场		集气增压脱水站	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
25	94.746	4.73730E+000	61.044	3.05220E+000
50	113.94	5.69700E+000	85.261	4.26305E+000
75	132.65	6.63250E+000	108.81	5.44050E+000
100	151.62	7.58100E+000	131.13	6.55650E+000
150	185.6	9.28000E+000	172.36	8.61800E+000
200	183.21	9.16050E+000	190.02	9.50100E+000
500	113.62	5.68100E+000	153.13	7.65650E+000
1000	72.083	3.60415E+000	95.156	4.75780E+000
1500	49.469	2.47345E+000	71.554	3.57770E+000
2000	36.38	1.81900E+000	57.577	2.87885E+000
下风向最大质量浓度及占标率	188.96	9.44800	190.02	9.50100
D10%最远距离/m	0		0	
最大浓度落地点距离/m	169		200	

根据表 5.1-7 预测结果可知，各井场、集气增压脱水站非甲烷总烃最大贡献浓度为 190.02μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 200m，最大占标率为 9.50100%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（4.0mg/m³），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.2 食堂油烟

运营过程中，天然气处理站食堂产生的油烟经油烟处理器处理后排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.3 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-8。

表 5.1-8　大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	煤层气开采、中区中段 30 万方集气增压脱水站	非甲烷总烃	采用密闭集输流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0mg/m^3	39.82t/a

5.1.2.4 运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程和第三方零散气回收，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。

5.1.2.5 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-9。

表 5.1-9　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km□		边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		＜500t/a□
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃）			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	（2024）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□

<table>
<tr><td rowspan="10">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td>AUSTAL2000□</td><td>EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他☑</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥50km□</td><td colspan="2">边长 5～50km□</td><td colspan="3">边长=5km☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="4">预测因子（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="4">$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞10%□</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞30%□</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长
（）h</td><td colspan="2">$c_{非正常}$占标率≤100%□</td><td colspan="3">$c_{非正常}$占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">$C_{叠加}$达标□</td><td colspan="3">$C_{叠加}$不达标□</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="4">k≤-20%□</td><td colspan="3">k＞-20%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="2">有组织废气监测□
无组织废气监测☑</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="2">监测点位数（1）</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="7">可以接受☑　　不可以接受□</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="7">距（）厂界最远（0）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="2">SO_2：（0）t/a</td><td colspan="2">NO_x：（0）t/a</td><td colspan="2">颗粒物：（0）t/a</td><td>VOCs：（39.82）t/a</td></tr>
<tr><td colspan="9">注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项</td></tr>
</table>

5.1.3 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，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油气田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：压裂返排液、废洗井液、管道试压废水及施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

本项目储层改造压裂作业产生的压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用。

（2）废洗井液

本项目完钻通井后需对完钻井进行洗井，废洗井液排入收集罐后可用于后续其他井场使用。最终无法利用的拉运至拜城产业园区污水处理厂处理不外排。

（3）管道试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

（4）生活污水

施工期施工人员产生的生活污水暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 施工期对地表水的影响分析

本工程输气管线穿越喀拉苏河 100m，穿越宿相厄肯河 80m，输水管线穿越喀普斯朗河 50-150m，穿越宿相厄肯河约 100m，穿越库列根厄肯河约 150m，穿越台勒维丘克河约 52-120m，宽度均为 8m，岸坡稳定，河岸两侧均为荒地，枯水期部分河道断流。本项目管道穿越河流方式为大开挖，项目输气管线采用 PE 材质，输水管线为柔性复合管，均属于软管，顶管+套管方式不可行。本项目位于山区内，穿越河流为季节性干涸河流，流域降水稀少、蒸发量大，河道全年大部分时段处于无水/断流状态，仅汛期短时存在少量地表径流，河床以砂质、砾石质裸露基底为主，无常年流水、无稳定水生生态系统，水环境承载能力弱。途经河流一年四季大部分为干枯期，本项目管道穿越可做到避开丰水期。

枯水期河道完全断流，无地表水体，大开挖作业无施工废水直接入河风险；

基坑开挖、管沟敷设、回填作业均在干河床内开展，不存在泥浆、施工污水、含油废水污染河水的问题。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）中水环境保护目标为：饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等。本项目穿越的的喀拉苏河、宿相厄肯河、喀普斯朗河、库列根厄肯河、台勒维丘克河等河流不属于水环境保护目标。施工过程中落实好防止水土流失措施，并加强施工管理，禁止向河道内排污，工程施工不会对河流水环境产生影响。

5.2.3 对饮用水水源保护地的影响分析

本项目煤层气井场、输气管线仅环境评价范围涉及水源保护区，项目距离最近的水源地距离为246.69m，工程永久占地、临时占地均不占用、不穿越水源保护区范围，工程施工及运营活动均布置在水源保护区外。项目不在水源保护区内布设井场、站场、泥浆池、弃土场及施工便道等设施，无直接地表扰动、土方开挖和工程建设行为。施工期产生的钻井废液、压裂返排液、岩屑及生活垃圾均在保护区外收集处置，正常工况下无污染物进入水源保护区地表水体及地下水含水层。仅项目周边施工扰动、车辆运输及人为活动，可能间接对水源保护区水源涵养植被、地表径流汇流条件产生轻微扰动；极端事故工况下，若施工生产废水、油品发生无序漫流，存在随地表径流汇入水源保护区、间接影响水质的潜在风险。总体来看，工程不占用、不穿越水源保护区，正常工况对水源保护区地表水、地下水水质及水源涵养功能影响较小、可接受可控。

5.2.4 运营期废水影响分析

运营期废水主要是井场排采水、工集气增压脱水站分离废水、循环冷却废水、检修废水、餐饮废水和生活污水，不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的废水不会对地表水产生不利影响。

（1）井场排采水

本项目井场排采水根据建设单位提供的材料和设计材料，库拜区域资料统计表，单井排采水产量约为15m^3/d，但具体产水量需要以实际产出水为准，排采水规模按15m^3/d考虑，通过各标准化井场内设置排采池（120m^3或240m^3）暂存，

由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理。

（2）集气增压脱水站分离废水

煤层气在生产分离器分离出游离水作为工艺废水，排水量 5451.41m^3/a，平均 16.52m^3/d，收集至污水罐内，拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。

（3）循环冷却废水

根据设计方案，本项目单站循环冷却排污水 2m^3/d（660m^3/a），排入站内污水罐，拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。

（4）检修废水

本项目集气增压脱水站每年检修 1 次，每次检修废水产生量约 10m^3，直接收集在检修卧式污水罐（容积 20m^3）橇车内，定期拉运至拜城县产业园区污水处理厂处理。

（5）餐饮废水、生活污水

集气增压脱水站餐饮废水产生量为 1.2m^3/d（396m^3/a），生活污水产生量为 0.64m^3/d（211.2m^3/a），生活污水产生量按用水量为 80%计算，单站生活污水产生量为 1.66m^3/d（547.8m^3/a），食堂排水先排入隔油池，经过隔油后进入 20m^3 化粪池储存，和生活污水定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 区域水文地质条件

本项目所在区域水文地质资料参考《新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）环境影响报告书》中相关调查结果。

（1）地下水赋存条件

库拜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，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。部分地区为不含水区。

库拜盆地海拔高程 1180～1400m，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使库拜盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受库拜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。库拜盆地北部古近系—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之间的地下水的隔水屏障。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化，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。

由卡普斯朗河、台勒维丘克河、卡拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜平原具有干旱一半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了本区地下水的形成、埋藏与分布。

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

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

（2）地下水的补给、径流和排泄条件

库如克厄肯河、卡拉苏河冲洪积平原上、中部单一巨厚的卵砾石带是地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为这两条河流的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给，而降水入渗补给微乎其微。

地下水的径流方向为从北向南。因含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在北部约 1.42‰，中部、南部为 1.43‰左右。地下水一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则向南排泄至地表水中。

（3）地下水化学特征

区域分布有单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类裂隙孔隙水。分别对其进行论述。

①单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

区域内潜水的水化学类型，自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水→硫酸盐水。

$HCO_3 \cdot SO_4$型水：呈片状东西向分布于区域的南部，水化学类型为$HCO_3 \cdot SO_4$型水，潜水矿化度较低，为0.62～0.84g/L，水质为淡水。

$HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4$型水：呈片状东西向分布于区域的中部，水化学类型为$HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4$型水，潜水矿化度较低，为0.37～0.51g/L，水质为淡水。

$SO_4 \cdot HCO_3$型水：呈条带状南北向分布于区域北部的山区沟谷内，水化学类型为$SO_4 \cdot HCO_3$型水，潜水矿化度为0.42～0.64g/L，水质为淡水。

②碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水呈窄条状分布在区域东北部的克孜尔低山丘陵区，地下水的矿化度多为3.0～10.0g/L，水质为半咸水，水化学类型为$Cl \cdot SO_4$型水。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工对地下水的影响。

5.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目钻井采用水基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-1.5m，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很小。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 排采水对地下水的影响

根据开发方案，煤层气开采过程中地层水在采气井场经分离后排入井场排采池，由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理，不排入外环境。

拜城产业园区污水处理厂位于拜城产业园区重化工业园区新区南部。设计处理规模 20000m^3/d，目前设计处理规模 10000m^3/d，实际处理水量 6000m^3/d，剩余处理量 4000m^3/d，本项目集气增压脱水站产生废水约 18.55m^3/d，井场排采水管输至园区污水处理厂设计 3800m^3/d，拜城产业园区污水处理厂可满足本区块新增排采水处理要求。

5.3.3.2 含油污泥对地下水的影响

本项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置。不会对当地地下水产生影响。

5.3.3.3 开采前后对地下水流场的影响

本项目气井在施工过程中采用二开、三开井身结构，钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染，表层套管采用常规固井工艺固井，水泥浆返至地面，技术套管采用双密度防气窜水泥浆体系（微珠低密度+G 级水泥）常规固井，水泥浆返至地面，确保安全封闭此深度内的地下水层，完井方式采用套管固井完井。根据地下水赋存条件、水力性质及水力特征，将评价区内地下水划分为松散岩类孔隙水，地下水埋深约 80m 左右，项目钻井对所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此，项目开采前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

5.3.4.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

评价区内地下水埋深约 80m，本项目采气目的层深介于 300~3522m 内，采气目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护

地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

5.3.4.2 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的含水废液喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要1d～2d才能得以控制。

据类比资料，井喷污染范围在半径约300m左右时，井喷持续时间2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：“9.4.2 已依据GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测。”本次仅进行非正常状况地下水环境影响预测。

（1）预测情景的设定

非正常工况，项目集气增压脱水站污水罐、井场排采池、储水池发生泄漏，排采水或处理站废水渗漏进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移。

（2）预测时间及层位

根据导则，地下水环境影响预测层位以潜水含水层或污染物直接进入的含水层为主，预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后100d、1000d、服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

根据项目特点，本次评价预测层位为潜水含水层，预测时段为污染发生后100d、1000d、7300d（服务年限）。

（3）预测范围

本项目预测范围为：井场排采池、中区中段集气增压脱水站污水罐。

处理站和井场中心点下游1.8km，上游1.2km，左右两侧各1km，面积为6km^{2}范围区域内的地下潜水。

（4）预测因子

根据新疆维吾尔自治区水文环境地质调查中心出具的拜城矿区排采水水样检测报告（2026 年），对 2 组采出水样进行分析，主要污染物 pH 值、总硬度、可溶性总固体（溶解性总固体）、氯化物、矿化度等检测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1　排采水水质中部分因子检测结果一览表

项目	单位	检测结果		平均值
		126345	126346	
pH	无量纲	8.10	8.17	8.135
耗氧量	mg/L	0.6	0.7	0.65
溶解性总固体	mg/L	989	873	931
矿化度	mg/L	1294	1178	1236
氯化物	mg/L	221.6	177.2	199.4
硫酸盐	mg/L	48.0	9.6	28.8
硝酸盐	mg/L	8.4	8.9	8.65
亚硝酸盐	mg/L	0.008	0.01	0.009
重碳酸根	mg/L	610.2	610.2	610.2
钾	mg/L	19.9	17.2	18.55
钙	mg/L	66.1	64.1	65.1
钠	mg/L	246.6	231.2	238.9
镁	mg/L	32.8	27.9	30.35
氨氮（NH_4^+计）	mg/L	1.45	1.12	1.285
总硬度	mg/L	300.2	275.2	287.7

根据导则，本项目不涉及重金属、持久性有机污染物，其他类别的污染物包括 COD、氨氮、氯化物、溶解性总固体等，其中氨氮无限值要求，不进行预测，根据排采水水质检测报告，对各项因子最大浓度采用标准指数法进行排序，取标准指数最大的因子作为预测因子。计算主要污染源浓度及等标污染负荷值见表 5.3-2。

表 5.3-2　本项目主要污染源浓度及等标污染负荷值

污染物	耗氧量	溶解性总固体	氯化物	硫酸盐	硝酸盐	钠	氨氮（NH_4^+计转换为以N计）	总硬度
Ci(mg/L)	0.65	931	199.4	28.8	8.65	238.9	1.285	287.7
Si(mg/L)	3	1000	250	250	20	200	0.5	450
Pi	0.22	0.931	0.798	0.114	0.433	1.195	2.57	0.639

根据上表结果，本次选取污染物中占标指数较大的氨氮（占标率 2570%）、作为预测因子。参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准中氨氮的标准限值进行评价。将氨氮＞0.5mg/L 的浓度定为超标范围，氨氮＞0.02mg/L

（检出限）的浓度定为影响范围。

（5）预测方法

项目地下水评价等级为二级，本次环评采用《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）解析法进行预测。

（6）预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染物浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响。

污染物在浅层含水层中的迁移，可将情景概化为一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型和一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。

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

式中：x——距注入点的距离，m；

t——时间，d，本次取 30d；

C（x，t）——t 时刻 x 处的示踪剂浓度，mg/l；

C0——注入的示踪剂浓度，mg/l；

u－水流速度，m/d；参照《新疆拜城矿区总体规划环境影响报告书》数据；水流速度为 0.35m/d；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；纵向弥散系数 D 为 $3.00m^2/d$。

erfc()—余误差函数。

（7）渗漏量计算

污染物源强见表 5.3-3。

表 5.3-3　污染物源强一览表

参数符号	参数名称	参数数值及来源
C0	注入的示踪剂浓度	根据工程分析，本项目氨氮浓度取 1.285mg/L，作为本次预测的源强。泄漏时间按至少每月检修维护一次，发现泄漏的时间最多 30d 考虑。

（8）预测结果

本项目的地下水污染预测情景为集气增压器脱水站污水罐、井场排采池底部出现穿孔，污染物泄漏量见表 5.3-4，将本项目区域水文地质参数和预测因子的浓度代入模型，求出各污染物在短时泄漏时随时间的浓度变化情况。预测距离为评价距离，项目下游 1.5km 范围。

特定时间为 100d、1000d、7300d，预测结果见下表。

表 5.3-4　不同时间氨氮运移变化一览表（单位 mg/L）

距离（m）	100 天浓度	1000 天浓度	7300 天浓度
0	5.07E-02	1.51E-06	0.00E+00
100	4.97E-03	2.85E-04	0.00E+00
200	1.05E-11	9.42E-03	0.00E+00
300	0.00E+00	5.53E-02	0.00E+00
400	0.00E+00	5.84E-02	0.00E+00
500	0.00E+00	1.12E-02	0.00E+00
600	0.00E+00	3.92E-04	0.00E+00
700	0.00E+00	2.53E-06	0.00E+00
800	0.00E+00	3.02E-09	0.00E+00
900	0.00E+00	7.28E-13	5.71E-16
1000	0.00E+00	0.00E+00	2.28E-14
1100	0.00E+00	0.00E+00	6.73E-13
1200	0.00E+00	0.00E+00	1.70E-11
1300	0.00E+00	0.00E+00	3.40E-10
1400	0.00E+00	0.00E+00	5.42E-09
1500	0.00E+00	0.00E+00	6.88E-08
1600	0.00E+00	0.00E+00	6.93E-07
1700	0.00E+00	0.00E+00	5.56E-06
1800	0.00E+00	0.00E+00	3.54E-05
1900	0.00E+00	0.00E+00	1.80E-04
2000	0.00E+00	0.00E+00	7.24E-04
最大值	0.2525167	0.07039547	1.426637E-16
最大值距离	37m	353m	828m
超标距离	-	-	-
影响距离	87m	474m	-

根据预测结果可知，项目污水泄漏后，100d 时预测的最大值位于下游 37m，预测结果均未超标，影响距离最远为 87m；1000d 时预测的最大值位于下游 353m，预测结果均未超标，影响距离最远为 474m；7300d 时预测的最大值位于下游 828m，预测结果均未超标，且预测结果均低于检出限。

若发生泄漏，泄漏的物料会蔓延至厂区内已经硬化的地面上，污水罐设置围

堰，排采池会做相应的防渗措施。因此，泄漏后不会大面积逸散，在发生泄漏后，厂内工作人员将及时清理，不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此，在采取防渗等地下水治理措施后，可对地下水含水层的超标范围及污染程度进行有效控制，减少对地下水水质的影响。

5.3.5 小结

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、排采池、储水池、站内污水罐废水泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

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

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~105dB(A)，地面工程建设过程中推土机、打桩机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 82~105dB(A)。

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

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

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r_0—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.4-1、表 5.4-2。

表 5.4-1　钻井及储层改造施工机械在不同距离的噪声预测值　　单位：dB（A）

距离（m）	源强	隔声后	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	160
钻机	105	90	76	70	66	64	62	60	58	56	54	52	50	46
泥浆泵	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	41
振动筛	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	41

柴油机	90	75	61	55	51	49	47	45	43	41	39	37	35	30
压裂车/混砂车/仪表车/砂罐车	90	75	61	55	51	49	47	45	43	41	39	37	35	30

表 5.4-2　地面施工机械在不同距离的噪声预测值　　单位：dB（A）

距离（m）	**源强**	**隔声后**	**5**	**10**	**15**	**20**	**25**	**30**	**40**	**50**	**60**	**80**	**100**	**160**
挖掘机	90	75	61	55	51	49	47	45	43	41	39	37	35	30
装载机	95	80	66	60	56	54	52	50	48	46	44	42	40	36
推土机	88	73	59	53	49	47	45	43	41	39	37	35	33	29
电锤	105	90	76	70	66	64	62	60	58	56	54	52	50	46
振动夯锤	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	41
打桩机	105	90	76	70	66	64	62	60	58	56	54	52	50	46
角磨机	96	81	67	61	57	55	53	51	49	47	45	43	41	37
空压机	92	77	63	57	53	50	49	47	45	43	41	39	37	33
焊机	95	80	66	60	56	54	52	50	48	46	44	42	40	36

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程及地面工程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 60m 处噪声值可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）的要求。

（2）钻井工程、地面工程昼间施工噪声在 30m 处，夜间施工噪声在 100m 处满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查，本项目 200m 评价范围内有 3 处居民点敏感区，一处位于拜 X9 平台井以南 183m，另外两处位于外输输水管线沿线方向，距离分别为 46m 和 136m，根据钻井及储层改造施工机械在不同距离的噪声预测值和地面施工机械在不同距离的噪声预测值可知，在施工期位于井场附近的敏感点（距离 183m）、位于外输输水管线沿线的敏感点（距离 136m）声环境质量可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求；由于管线施工用到的设施主要为挖掘机、装载机、推土机、角磨机、空压机、焊机等，根据表 5.4-2 预测结果可知，位于外输输水管线沿线的敏感点（距离 46m）的点声环境质量可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。线路施工时间相对较短，施工产生噪声对周边环境和声环境保护目标的影响相对较小，施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，

因此必须做好劳动防护措施。

5.4.2 运营期声环境影响分析

（1）预测源强

本工程运营期噪声污染源主要为集气增压站撬装装置泵类等机械设备噪声。设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 5.4-3、表 5.4-4。

表 5.4-3　运营期噪声排放情况（室外声源）

序号	位置		声源名称	型号	空间相对位置（m）			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
					X	*Y*	*Z*			
1	正常工况	集气增压脱水站	进站截断计量橇	压力等级：0.6MPa	40	30	0	90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	24h
			出站截断计量橇	压力等级：0.6MPa	40	30	0	90		24h
			气液分离橇	压力等级：0.6MPa	70	40	0	90		24h
			煤粉过滤分离橇	压力等级：0.6MPa	70	45	0	90		24h
			分子筛脱水橇	操作压力：8.0~9.5MPa	75	55	0	90		24h
			循环冷却机组橇	与分子筛脱水装置配套	40	65	0	90		24h
			电加热导热油橇	与分子筛脱水装置配套	50	65	0	90		24h
			污水收集装车橇	20m³/d，操作压力：0.05~0.4MPa	10	10	0	90		24h
			仪表风橇	140m³/h，排压：0.8MPa	70	3	0	90		24h
			卸气橇	/	110	90	0	90		24h
2		交通噪声	运输车辆	/	50	30	0	80	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间歇
注：以集气增压脱水站各设备中心为原点，正东方向为X轴，正北方向为Y轴										

表 5.4-4　运营期噪声排放情况（室内声源）

序号	位置		声源名称	型号	空间相对位置（m）			声源源强dB(A)	声源控制措施	运行时段
					X	*Y*	*Z*			
1	正常工况	集气增压脱水站	螺杆压缩机橇	排压：1.0～1.3MPa	40	50	0	90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	24h
			往复式CNG压缩机橇	排压：8.0～9.5MPa（18~25MPa)	40	55	0	90		24h
注：以集气增压脱水站各设备中心为原点，正东方向为X轴，正北方向为Y轴										

（2）预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

1、室内声源等效室外声源声功率级计算方法

（1）室内声源采用等效室外声源声功率级法进行计算

设靠近开口处（或窗户）室内、室外某倍频带的声压级分别为 L_{p1} 和 L_{p2}。若声源所在室内声场为近似扩散声场，则室外的倍频带声压级可按公式近似求出：

$$L_{p2}=L_{p1}-(TL+6)$$

式中：TL—隔墙（或窗户）倍频带的隔声量，dB(A)。有门窗设置的构筑物其隔声量一般为 10~25dB，预测时取 20dB。

图 5.4-1 室内声源等效为室外声

（2）某一室内声源靠近围护结构处产生的倍频带声压级的计算

$$L_{p1}=L_w+10\lg\left(\frac{Q}{4\pi r^2}+\frac{4}{R}\right)$$

式中：Q—指向性因素；通常对无指向性声源，当声源放在房间中心时，Q=1；当放在一面墙的中心时，Q=2；当放在两面墙夹角处时，Q=4；当放在三面墙夹角处时，Q=8。

R—房间常数；R =Sα/（1-α），S 为房间内表面面积，m^2；α为平均吸声系数。

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

（3）所有室内声源在围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级计

$$L_{pli}(T)=10\lg\left(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{plij}}\right)$$

式中：Lpli(T)—靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

Lpli(T)—室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

（4）靠近室外围护结构处的声压级的计算

$$L_{p2i}(T)=L_{pli}(T)-(TL_i+6)$$

式中：Lp2i(T)—靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TLi—围护结构 i 倍频带的隔声量，dB。

（5）等效的室外声源中心位置位于透声面积（S）处的等效声源的倍频带声功率级的计算

$$L_w=L_{p2}(T)+10\lg s$$

2、单个室外的点声源在预测点产生的声级计算基本公式

$$L_p(r)=L_w+D_c-A$$

$$A=A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc}$$

式中：Lw—倍频带声功率级，dB；

Dc—指向性校正，dB；它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级的全向点声源在规定方向的级的偏差程度；指向性校正等于点声源的指向性指数 DI 加上计到小于 4π球面度（sr）立体角内的声传播指数 DΩ；对辐射到自由空间的全向点声源，Dc=0dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{mic}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

3、点声源在预测点的噪声强度采用几何发散衰减计算式

$$L_p = L_{p0} - 20\lg\left(\frac{r}{r_0}\right) - \Delta L$$

式中：L_p—距声源 r 米处的噪声预测值，dB（A）；

L_{p0}—参考位置 r_0 处的声级，dB（A），此处为 1 米；

r—预测点位置与点声源之间的距离，m；

r_0—参考位置处与点声源之间的距离；

△L—预测点至参考点之间的各种附加衰减修正量

4、地面效应衰减（Agr）

评价范围地面多属于坚实地面，为保守估计，本次评价不考虑地面效应衰减，即取 A_{gr} 为 0。

5、多点声源理论总等效声压级[Leq(总)]的估算方法

多个设备同时运行时在预测点产生的总等声级贡献值（Leqg）的计算公式为：

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

式中：Leqg—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

Lai—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T—预测计算的时间段，s；

ti—i 声源在 T 时段内的运行时间，s；

N—声源总数。

6、预测点等效声级计算方法

在预测某处的噪声值时，应先预测计算建设项目声源在该处产生的等效声级贡献值，然后叠加该处的声背景值，最后得到该点的预测等效声级（Leq），具体计算公式如下：

$$L_{eq} = 10lg\ \left(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}}\right)$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

（4）预测结果

项目建成后，正常工况下，井场场界噪声预测结果见表 5.4-5。

表 5.4-5 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点编号	测点位置	贡献值	现状监测值		预测值		评价标准	达标情况
			昼间	夜间	昼间	夜间		
集气增压脱水站	东侧外 1m	41	49	45	49.64	46.46	昼间 60，夜间 50	达标
	南侧外 1m	43	49	41	49.97	45.12		
	西侧外 1m	46	45	40	48.54	46.97		
	北侧外 1m	42	55	47	55.21	48.19		

由预测结果可知，运营期项目区厂界四周噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

（5）声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.4-6。

表 5.4-6 声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	200m☑ 大于 200m 小于 200m					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级☐ 计权等效连续感觉噪声级☐					
评价标准	评价标准	国家标准☑ 地方标准☐ 国外标准☐					
现状评价	环境功能区	0 类区☐	1 类区☐	2 类区☑	3 类区☐	4a 类区☐	4b 类区☐
	评价年度	初期☑	近期☐	中期☐	远期☐		
	现状调查方法	现场实测法☑ 现场实测加模型计算法☐ 收集资料☐					
	现状评价	达标百分比	100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测☐ 已有资料☑ 研究成果☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑ 其他☐					
	预测范围	200m☑ 大于 200m 小于 200m					
	预测因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级☐ 计权等效连续感觉噪声级☐					
	厂界噪声贡献值	达标☑ 不达标☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标☑ 不达标☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑ 固定位置监测☐ 自动监测☐ 手动监测☐ 无监测☐					
	声环境保护目标处	监测因子：（/）	监测点位数（/）	无监测☑			

	噪声监测			
评价结论	环境影响	可行☑ 不可行☐		

5.4.3 小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。本项目200m评价范围内有3处居民点敏感区，一处位于拜X9平台井以南183m，另外两处位于外输输水管线沿线方向，距离分别为46m和136m，根据钻井及储层改造施工机械在不同距离的噪声预测值和地面施工机械在不同距离的噪声预测值可知，在施工期位于井场附近的敏感点（距离183m）、位于外输输水管线沿线的敏感点（距离136m）声环境质量可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求；由于管线施工用到的设施主要为挖掘机、装载机、推土机、角磨机、空压机、焊机等，根据预测结果可知，位于外输输水管线沿线的敏感点（距离46m）的点声环境质量可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。施工期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为集气增压脱水站各类机泵及运输车辆噪声，井场、储水池和管线无噪声产生。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，本项目周边的3处敏感目标均不在集气增压脱水站附近，位于井场和外输输水管线附近，运营期井场和外输输水管线无噪声源。故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.5 固体废物影响分析

气田开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的钻井岩屑、废振动筛、施工弃土、机械设备废油及废油桶、含油抹布和劳保用品、废弃防渗膜、少量的建筑垃圾及施工生活垃圾等；②运营期产生的含油污泥、废分子筛、废离子交换树脂、废分离器滤芯、废导热油、清管废渣、废润滑油、废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜和生活垃圾等。

5.5.1 施工期固体废物影响分析

（1）钻井岩屑

采用固液分离装置进行固液分离，泥浆回收入收集罐，用于后续钻井配液等

环节使用；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。

（2）废振动筛

废振动筛由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

（3）管线施工土方

施工土方在管线及输电线路铁杆塔施工结束后全部用于回填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

（4）机械设备废油及废油桶

钻井及修井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的机械设备废油及废油桶，暂存于井场的危废贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（5）含油抹布、劳保用品

机械设备检修维护过程中产生的含油抹布、劳保用品在井场和施工区设置的危废贮存点收集，定期委托具有相应危废资质单位清运处置。

（6）废弃防渗膜

钻井结束对场地进行清理时会产生废防渗膜，暂存在井场的危废贮存点，施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

（7）建筑垃圾

本项目站场、线路等施工产生的废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

（8）生活垃圾

本项目施工期产生的生活垃圾集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

（1）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2～4a 清管 1 次，清管废渣的主要成分为石油类、SS 等，属于危险废物，在作业过程中严格按危险废物相关技术要求

和管理规定进行收集，暂存于站内危险废物贮存库，委托有危废处置资质单位拉运处置。

（2）废润滑油和废油桶

井下作业、采气过程和站内设备维修中机械设备维修中产生少量废润滑油和废油桶，暂存于站内危险废物贮存库，交由有危险废物处理资质单位处置。

（3）废弃防渗膜

井场检修或修井过程使用柴油及更换润滑油过程中，可能产生一定的沾油废防渗膜，收集至临时贮存在站内危废贮存库，最终委托有相应危险废物处理资质的单位处理。

（4）含油污泥

本项目含油污泥主要是集气增压脱水站罐体产生，定期清罐，含油污泥暂存在站内的危废暂存库，定期委托有危险废物处置资质的单位进行拉运处置。

（5）废分子筛

本项目天然气脱水工序分子筛需要定期更换，更换后交由生产厂家回收处置。

（6）废离子交换树脂

本项目集气增压脱水站设有循环水站，使用离子交换树脂软化。类别同类项目，集气增压脱水站循环冷却水处理设施的废离子交换树脂（含水量约 50%）的产生量约 0.3t/2a。更换后交由生产厂家回收处置。

（7）废分离器滤芯

本项目集气站过滤分离器滤芯每 1 年更换 1 次，需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，暂存于各站危险废物贮存库，交由有危险废物处理资质单位处置。

（8）废导热油

本项目集气增压脱水站分子筛脱水系统由分子筛脱水橇、橇装循环水冷机组和电加热导热油橇 3 个橇组成。电加热导热油橇主要包括 1 座 160kW 的电加热导热油炉，导热油炉中导热油使用性能变坏时需要增补或更换。由专业资质单位更换，直接交由有资质单位拉运处置。

（9）含油抹布、劳保用品

处理站设备检修保养及井场设备检修、修井等过程可能产生含油抹布、劳保

用品，集中收集在站内危废贮存库暂存，定期委托具有相应危废资质单位清运处置。

（10）生活垃圾

运营期站内工作人员产生的生活垃圾收集于站内垃圾桶，定期送拜城县生活垃圾填埋场卫生填埋。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

气井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程采气井场、站场等地面设施属于I类项目，集气管线等管线工程属于II类项目。

根据“2.5.4 土壤环境”小结确定，本项目所处区域属于盐化区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程废水主要为井场排采水、集气增压脱水站分离水、检修废水、循环冷却水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建工程集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型	生态影响型

	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	--	--	√	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”。

拟建工程输送介质为排采水，管线连接处破裂时，采出液中的盐分可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此污染影响型选取盐分含量作为代表性污染物进行预测，生态影响型价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。影响因子见表5.6-2。

表 5.6-2　运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

影响型	污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
污染影响型	排采池、污水罐	破损发生泄漏	垂直入渗	盐分含量	事故工况
生态影响型	排采池、污水罐	破损发生泄漏	垂直入渗	盐分含量	

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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。

5.6.1.1 人为扰动对土壤的影响

天然气开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%～40%，土壤养分将下降30%～50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.6.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会

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）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.6.1.3 水土流失影响

天然气开采工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，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，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

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；在管线的敷设过程中，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。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。天然气管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.6.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产

生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

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

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.2 事故状态下污染影响型土壤环境影响分析

本项目非正常工况下对土壤环境的影响主要为标准化井场防渗排采池、储水池集气增压站污水罐泄漏后，排采水以垂直入渗方式进入土壤环境，对土壤质量造成的不利影响。

参照《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中：9.4 土壤环境“可根据 HJ964 定性或半定量分析废水池防渗措施失效泄漏、油类和废水输送管线泄漏、套管破损泄漏情况下，可能造成土壤环境影响的范围、程度及趋势。”本次采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤评价等级为二级项目可采用附录 E 方法预测。

（1）泄漏源强

设定 20m^3 污水罐、120m^3 防渗排采池发生破损泄漏后，发现及修复时间为 30d；泄漏量参照《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141-2008）所规定验收标准（1m^2 池体泄漏 2L/d）的 10 倍计算，即 1m^2 池体泄漏 20L/d。

情景 1：

项目集气增压站内 20m^3 污水罐侧面半径 1.0m，长 7m，总面积 50.24m^2，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 10.05m^2，则 20m^3 密闭卧式污水罐产生泄漏的

污水量为：$10.05m^2\times20L/d\times30d\times10^{-3}=6.03m^3$

情景 2：

项目标准化井场内 1 座 $120m^3$ 防渗排采池池底（$18m^2$）及四壁有效水深面积（约 $54m^2$）合计约 $72m^2$，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 $14.4m^2$，则 $120m^3$ 防渗排采池产生泄漏的污水量为：$14.4m^2\times20L/d\times30d\times10^{-3}=8.64m^3$

表 5.6-3　集气增压站内 $20m^3$ 密闭卧式钢制污水罐泄漏污染物源强

污染源	污染因子	泄漏水量（m^3）	污染物浓度（mg/L）	污染物泄漏量（g）
集气增压站内 $20m^3$ 密闭卧式钢制污水罐	氯化物	6.03	199.4	1202.38
	硫酸盐	6.03	28.8	173.66
	硝酸盐	6.03	8.65	52.16
	亚硝酸盐	6.03	0.009	0.05
	钾	6.03	18.55	111.86
	钠	6.03	238.9	1440.57
	氨氮	6.03	1.285	7.75
	总硬度	6.03	287.7	1734.83
	溶解性总固体	6.03	931	5613.93
	耗氧量（COD）	6.03	0.65	3.92

表 5.6-4　标准化井场 $120m^3$ 防渗排采池泄漏污染物源强

污染源	污染因子	泄漏水量（m^3）	污染物浓度（mg/L）	污染物泄漏量（g）
标准化井场内 $120m^3$ 防渗排采池	氯化物	8.64	199.4	1722.82
	硫酸盐	8.64	28.8	248.83
	硝酸盐	8.64	8.65	74.74
	亚硝酸盐	8.64	0.009	0.08
	钾	8.64	18.55	160.27
	钠	8.64	238.9	2064.10
	氨氮	8.64	1.285	11.10
	总硬度	8.64	287.7	2485.73
	溶解性总固体	8.64	931	8043.84
	耗氧量（COD）	8.64	0.65	5.62

（2）预测因子

本次土壤环境预测因子选取溶解性总固体代表盐分。

（3）预测方法及预测参数

本次评价采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 E 方法一预测方法，公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S=\frac{n（I_S-L_S-R_s）}{（\rho_b\times A\times D）}$$

式中：ΔS——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；本项目选取溶解性总固体代表盐分，根据源强估算，非正常工况下集气增压站内20m³污水罐发生泄漏，盐分增量为5613.93g；标准化井场内1座120m³防渗排采池发生泄漏，盐分增量为8043.84g。

Ls——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；本项目所在区域降雨量较小，项目考虑最不利情况，盐分淋溶排出的量取值0g；

Rs——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；本项目所在区域降雨量较小，项目考虑最不利情况，盐分经径流排出的量取值0g；

ρb——表层土壤容重，kg/m³；根据项目所在区域土壤环境质量现状监测中理化性质调查，取平均值1372kg/m³。

A——预测评价范围，m²；处理站预测面积取泄漏点为中心20m×20m范围，面积400m²；标准化井场预测评价范围取20m×20m范围，面积400m²

D——表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n——持续年份，a。取值30d（0.09d）；

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

式中：S——单位质量土壤中污染物的预测值，g/kg；

Sb——单位质量土壤中污染物的现状值，g/kg；根据项目所在区域土壤环境质量现状监测中理化性质调查，盐分取平均值14.07g/kg。

ΔS——单位质量土壤中污染物增量，g/kg；

（4）预测结果

根据上述公式及参数，本项目盐分预测值计算结果见表5.6-5。

表5.6-5　盐分预测值计算结果

项目	污染物	Is(g)	Ls(g)	Rs(g)	ρb(kg/m³)	A(m²)	D(m)	n(a)
集气增压站内20m³污水罐	盐分	5613.93	0	0	1372	400	0.2	0.09
标准化井场内120m³防渗排采池	盐分	8043.84	0	0	1372	400	0.2	0.09

表 5.6-6　土壤环境影响分析一览表

项目	污染物	S(g/kg)	Sb(g/kg)	ΔS(g/kg)
集气增压站内 20m³ 污水罐	盐分	14.0746	14.07	0.0046
标准化井场内 120m³ 防渗排采池	盐分	14.0766	14.07	0.0066

根据预测，处理站内 20m³ 污水罐发生泄漏时，在 30d 内单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.0046g/kg，叠加现状值后的预测值为 14.0746g/kg；标准化井场内 120m³ 排采池发生泄漏时，在 30d 内单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.0066g/kg，叠加现状值后的预测值 14.0766g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，建设单位会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

综上所述，本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生泄漏等事故，泄漏的废水会对土壤环境产生一定的影响，造成盐分升高，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。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。

5.6.2.3 事故状态下生态影响型土壤环境影响分析

土壤盐化指土地由于盐分积聚而缓慢恶化的过程，在蒸发作用下，地下浅层水经毛细管输送到地表被蒸发掉，在毛细管向地表输水的过程中，同时把水中的盐分带到地表，水被蒸发后，盐分就留在了地表及地面浅层土壤中，进而导致地表积累的盐分增多，而且没有足够的淡水将其排走，故形成了土壤盐化。

项目可能发生土壤生态影响的情形是处理站污水罐、井场排采池破裂，排采水进入土壤中。由于项目处理站污水罐发生破裂后可及时发现并进行修复，泄漏污水影响范围很小，集中在处理站内；类比区域排出水水质，pH 值为中性，泄漏进入土壤也不会造成酸化、碱化影响；COD 含量较低，井场排采池日产日清，如有雨水进入，加快清运速度，避免随雨水泄漏进入土壤中。采取以上措施后，项目污水不会进入土壤环境，并对土壤造成酸化、碱化和盐化影响。

根据矿区土壤环境质量现状监测结果，各监测点土壤含盐量（SSC）为 0.3～47.7g/kg 之间，土壤盐化程度为极重度盐化；pH 值在 7.94～9.19 之间，土壤酸化、碱化程度为中度碱化。本次评价采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 F 土壤盐化综合评价预测方法进行预测评价。

根据附录 F1 选取各项影响因素的分值与权重，采用下列公式计算土壤盐化综合评分值（S_a）。

土壤盐化综合评分值计算公式：

$$S_a=\sum_{i=1}^{n} W_{x_i} \times I_{x_i}$$

式中：n——影响因素指标数目；

Ixi——影响因素 i 指标评分；

W_x——影响因素 i 指标权重。

土壤盐化因素赋值见表 5.6-7。

表 5.6-7　土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重	本项目情况及分值	
	0 分	2 分	4 分	6 分		项目情况	得分
地下水位埋深（GWD）/m	GWD≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35	项目区常年地下水水位埋深＞5m	0
干燥度（EPR）	EPR<1.2	1.5≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25	项目区年均降水量 95.6mm，年均蒸发量 1538.5mm，干燥度为 16.1	1.5
土壤本底含盐量（SSC）/(g/kg)	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15	井田含盐量在 0.3～47.7g/kg 间，评价以 47.7（最大值）计	0.9
地下水溶解性总固体（TDS）/(g/L)	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15	井田地下水溶解性总固体最大值为 1.25g/L	0.3
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.10	砂土	0.2
合计							2.9

土壤盐化预测结果见表 5.6-8。

表 5.6-8　土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分值（Sa）	土壤导则内分类					本项目
	Sa<1	1≤Sa<2	2≤Sa<3	3≤Sa<4.5	Sa≥4.5	2.9
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化	中度盐化

5.6.2.4 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.6-9。

表 5.6-9　土壤环境影响评价自查表

工作内容	完成情况	备注

<table>
<tr><td rowspan="8">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型☐；生态影响型□；两种兼有☑</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地☑；农用地□；未利用地□</td><td>/</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（290.15）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（）、方位（）、距离（）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价类别</td><td colspan="4">I 类□；II类☑；III 类□；IV类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感☑；较敏感☐；不敏感☐</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级☐；二级☑；三级☐</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）□；b）□；c）□；d）□；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>3</td><td>4</td><td>0~20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>0</td><td>在 0~0.5m、0.5m～1.5m、1.5m～3m、3m 以下分别取样</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">（GB36600-2018）表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项
（GB15618-2018）表 4 中 8 项因子和石油烃和 pH 值，共 10 项</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）+pH 值、石油烃
（GB15618-2018）表 4 中 8 项因子+石油烃、pH 值</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E☑；附录 F☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="2">污染影响范围：井场周围；
影响程度：较小</td><td colspan="2">生态影响范围：单井集输管线泄漏点；
影响程度：盐化程度加剧</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）☑；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>2（井场、集气增压脱水站）</td><td colspan="2">土壤盐分含量、pH 值</td><td>1 次/5 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4"></td></tr>
</table>

评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受	
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。		

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、开采工程、井下作业、煤层气集输、输水集输、集气增压脱水站及相应的配套设施建设。除井场、排采池、阀池、储水池、集气增压脱水站、部分道路和电杆为永久性占地外，其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

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

（1）本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

（2）在开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如井场、储水池、集气增压脱水站等）和线状（如集输管线、输电线路、道路等）分布，影响范围明确。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目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 5.7-1。

表 5.7-1　项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场、集气增压脱水站、储水池建设	地表植被破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
	杆塔	地表植被破坏
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被

开发建设阶段		生态环境影响
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

（1）占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

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

施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

煤层气开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、开采工程、井下作业工程、集输和集气增压工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

煤层气开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与气田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.7.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从煤层气开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施等）、气田内部集气管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目共部署井数 362 口，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线 245.27km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（3）地面构筑物的修建

本工程集气增压脱水站、储水池、供配电、消防等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.7-2。

表 5.7-2　生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

井场、站场、储水池、道路等构筑物等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保持的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 2842919.3m^2，其中永久占地面积 325850.3m^2，临时占地面积 2517069m^2。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道建设、储水池建设、集气增压脱水站、道路建设、供配电线路架设等是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

（1）工程占地对植被的影响及生物量损失

煤层气开发过程中的占地包括井场、站场、管道、储水池建设、供配电线路、道路等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目位于荒漠地区，占地类型为裸地、天然牧草地、其他草地、人工牧草地、内陆滩涂、一般耕地（水浇地）、村庄、河流水面、有林地和其他林地，植被多为盐爪爪、猪毛菜、盐生假木贼、冷蒿、沙生针茅等，植被覆盖度为10%~20%。本项目对开发区域植物生物量损失量影响下表5.7-3。

表5.7-3　评价区域永久占地情况及生物量损失

占地类型	永久占地（m^2）	生物损失量（t/a）	备注
天然牧草地（井场、站场、阀池、道路、架空线路等）	145439.84	77.87	《中国草地植被生物量及其空间分布格局》表2计算的新疆地区草地的平均生物量5.354t/hm^2。
人工牧草地（井场、架空线路等）	1118.13	0.60	
其他草地（井场、阀池、架空线路等）	9350.83	5.01	
合计	155908.8	83.48	

在气田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余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变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在气田开发过程中永久占地面积为325850.3m^2，占用植被的永久占地为155908.8m^2，项目施工过程预计将造成83.48t永久性植被损失。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

建设单位将按照有关规定办理井场、站场、管线道路、架空线路等的用地审批手续，按照正式征地文件对井场所占用林地、草地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对植物的破坏。只要加强施工管理项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

（2）管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。本项目新建采气管线57.4km，新建输水管线187.87km，项目

区植被覆盖度较低，因此对植被影响较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（3）供配电线路架设对植被的影响

本项目架空线路长度71.5km，杆塔基座永久占地7760m^2，临时占地286000m^2，占地类型为天然牧草地、裸地、人工牧草地、其他草地，植被稀疏，植被永久占地面积3166.08m^2，项目施工过程预计将造成1.7t永久性植被损失。临时占地生物损失量施工完毕后可自然恢复。

（4）人类活动对植被的影响

项目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形成次生荒漠化。

但评价区内植被盖度较低，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.7.2.3 对草地影响分析

项目区在施工过程中占天然牧草地面积为785837.03m^2、人工牧草地面积为41795.33m^2、其他草地的面积为131930.4m^2，永久占地面积155908.8m^2，在完井后的2～3年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。根据朴世龙、方精云等《中国草地植被生物量及其空间分布格局》（植物生态学报，2004，（04）：491-498）中提到新疆地区草地的平均生物量5.354t/hm^2，则本项目草地的生物损失量约为83.48t/a。本项目占地范围内植被覆盖度较低，且随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾，只要加强施工管理，项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

5.7.2.4 对林地影响分析

工程共计占用林地面积1727.35m^2，其中其他林地占地面积为645.92m^2，有林地占地面积为1081.43m^2，主要为集气管线和输水管线占用，均为临时占地。管道占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施

工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用林地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域林地的影响在可接受范围内。

5.7.2.5 对一般耕地（水浇地）的影响分析

项目施工期扬尘污染物主要通过气孔进入细胞，布满植物叶片的整个叶面，堵塞气孔，妨碍光合作用、呼吸作用和蒸腾作用，从而危害植物，微尘中的一些有毒物质可通过溶解渗透，进入植物体内，产生毒害作用。

①对光合作用的影响：叶片表面上覆盖的灰尘越多、时间越长，其受到灰尘的影响也越严重，光合作物受影响的程度也越明显。根据相关实验结果，植物叶片覆尘后光合速率均受到不同程度的影响，表现为下降的趋势。

②对气孔开放的影响：有研究说明，蒙尘后叶片的气孔导度比未蒙尘叶片的明显下降，有的甚至下降了 50%。

③对色素含量代谢的影响：植物中的色素含量对周围环境特别是大气污染的变化具有很强的敏感性，因此常常被用来指示大气污染物对植物生理状态的影响和改变。众多研究表明，尘污染能够降低叶片的叶绿素含量。

④对呼吸作用的影响：细小的灰尘颗粒覆盖在叶片上，堵塞了气孔，使叶片表面的温度升高，细胞内 CO_2 浓度升高 O_2 浓度降低，同时叶片的机械组织也受到不同程度的损伤，导致叶片呼吸作用减弱，呼吸速率下降。

⑤对蒸腾作用的影响：当叶片被灰尘覆盖后，影响了叶片对光的吸收，植物的蒸腾作用下降。

⑥对叶片温度的影响：灰尘能够提高叶表温度主要是因为：一是灰尘吸收太阳的近红外光，导致叶片被灰尘覆盖后表面的温度上升。二是气孔堵塞使叶片不能与外界进行气体交换，从而引起温度升高。三是由于灰尘的覆盖，叶片对水分的利用效率降低，细胞内水分的含量比较多，热量不能释放出去，以致叶表温度升高。

本项目井场和管线会占用一般耕地（水浇地），永久占地面积为 2563.31m^2，临时占地面积为 10077.18m^2，项目不占用基本农田，项目区周边的农田主要种植

一些棉花、玉米等作物，农作物产量按照平均 3000kg/hm^2，计算工程实施总计将可能永久性性损失 0.77t。

本评价要求施工单位物料运输和施工范围严格控制在征地范围内，正常情况下，项目实施不会对周边农田造成不利影响。

5.7.2.6 对生态保护红线影响分析

本项目拟部署拜 X9 平台井井场距离东南侧的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线最近处为 403m；拟部署输气管线距离南侧的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线最近处为 150m，但项目永久占地和临时占地均不在生态保护红线范围内。施工期须加强对生态保护红线的保护措施，防止施工活动对其产生不利影响。随着施工结束，场地得到清理和恢复，对生态保护红线的影响可恢复至施工前的状态。

5.7.2.7 对野生动物的影响分析

气田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，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的减少。

（1）施工期对野生动物的影响

井场、站场构筑物建设、储水池建设、管道敷设、架空线路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，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、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，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他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和施工场地等人员活动较多的区域。

（2）对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠，原始动物类型中有荒漠型动物类群分布，开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

（3）对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.7.2.8 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目将建设 245.27km 的集输管线、71.5km 架空线路，管线及塔基在设计选线时尽量避开植被长势良好、茂密的区域，同时要求严格控制作业范围，根据管径的大小尽可能少占地。管线施工完成后会造成一定的生境切割现象，但管线敷设均为临时占地，在施工完成后需及时对临时占地进行恢复，为防止区域水土流失，可在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。因此集输管线敷设引发的生境切割现象为暂时性影响，随着区域植被的恢复或人工防风固沙措施的实施而恢复。

本项目开发过程中永久性占地面积为 325850.3m^2，原地表被永久性构筑物占

用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 325850.3m^2。对于整个气田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.7.2.9 生态系统结构、功能完整性和生物多样性

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在气田开发如井场、管线等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，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。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者几乎全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 5.7-3。

表 5.7-3　本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。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由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积 2842919.3m^2，其中永久占地面积 325850.3m^2，临时占地面积 2517069m^2，占地类型为裸地、天然牧草地、其他草地、人工牧草地、内陆滩涂、一般耕地（水浇地）、村庄、河流水面、有林地和其他林地。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。

5.7.3 运营期生态环境影响分析

5.7.3.1 对植被的影响

项目永久占地 325850.3m^2，永久占地主要是井场、站场、储水池等占地。气田开发后，运营期间排采水均是管输至储水池，减少了来往车辆的运输，降低了扬尘的扩散，对周边植被影响减小。

5.7.3.2 对野生动物的影响

在运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采气井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

5.7.3.3 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和排采水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（2）突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致排采水的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生事故时，井场和集气增压脱水站周围 200m～500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于气田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

（2）侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这

是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

（3）人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是气田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

5.8.2 水土流失影响分析

气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、杆塔施工、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。气田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.8.2.1 开发过程

开发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，使荒漠化的过程加剧。

5.8.2.2 地面构筑物建设

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。对于本项目气田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、站场、储水池、集气管线、输水管线、架空线路杆塔基建设及配套工程等。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。

5.8.2.3 管线建设

气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使

在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.8.2.4 杆塔基建设

项目区杆塔塔基等工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧。

5.8.3 小结

在地面工程建设过程中，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.9 土地沙化影响分析

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。

由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对区域沙化土地的影响分析

本项目施工期井场、站场、储水池、集输管线、架空线路等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

5.10 运输过程影响分析

5.10.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况下，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123\left(\frac{v}{5}\right)\left(\frac{w}{6.8}\right)^{0.85}\left(\frac{p}{0.5}\right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m^2。

表 5.10-1 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.10-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.10-1　不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量　（单位：kg/km·辆）

清洁 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)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871

清洁 车速	0.1 (kg/m²)	0.2 (kg/m²)	0.3 （kg/m²）	0.4 （kg/m²）	0.5 （kg/m²）	1.0 (kg/m²)
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.10-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m～50m 范围。

表 5.10-2　施工场地洒水抑尘实验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/m³）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

5.10.2 噪声影响

运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB（A）的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32m 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB（A）的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.10.3 环境风险影响

要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见 7.7 节）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国六标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

③集输管线的焊接作业会产生少量焊接废气，本项目焊接处较少，为无组织排放。

（2）地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托气田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟及杆塔塔坑挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水

率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。风速过大时，应停止施工作业。

⑤对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布以减少洒落。禁止露天堆放建筑材料，细颗粒散料要入库保存，搬运时轻拿轻放，防止包装袋的破裂。车辆行驶路线应首选硬化道路。

⑥施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

⑦加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

6.1.2.1 煤层气抽采、输送大气污染防治措施

（1）在本项目煤层气抽采、管道输送以及集气站加压的各个环节中，严禁直接向大气排放煤层气。

（2）输气管道及站场输送采用密闭输送，选用可靠性高的设备、密封性能好的阀门，保证各连接部位的密封，并加强管理，经常检查各密封部位及阀门阀杆处的泄漏情况，发现问题及时处理。

（3）井场及站场设可燃气体浓度检测系统，密切监视煤层气的泄漏情况。

（4）在集输系统检修或事故放空时，对少量放空的煤层气，引入装置区外的火炬系统进行焚烧处理，点火采用自动电子点火方式，减轻对环境的危害。

（5）煤层气集输管路设流量传感器、温度传感器及压力传感器，对管道内流量、温度、压力等参数进行监测。

（6）对处理站内有阀门的地方，定期和不定期进行测漏检验，及时消除事故隐患，使烃类气体泄漏量符合标准限值。

6.1.2.2 无组织废气防治措施

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

（1）井口采用密闭集输工艺。

（2）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

（3）定期对集气管线进行巡检，以便及时发现问题，防止煤层气泄漏进入环境中。

（4）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采气井的压力监测，并准备应急措施。

（5）应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断气源，最大限度地减少集输过程中烃类的排放量。设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作，并在 5 日内完成修复。

（6）建设单位应建立台账，记录 VOCs 原辅材料及含 VOCs 产品的名称、使用量、回收量、去向及 VOCs 含量等信息，台账保存期限不少于 3 年；载有 VOCs 物料的设备及其管道在开停工、检维修和清洗时，应在退料阶段将残存物料退净，并用密闭容器盛装。

（7）边缘井及拜东区域采用零散气回收，用撬装回收装置（CNG 回收）。

在采取上述措施后，井场、处理站边界 NMHC 的浓度满足周界外浓度最高点中周界外浓度最高点污染物控制要求（4.0mg/m^3）。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

（1）节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水

循环系统，水的重复利用率要求达到 40%～50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，避免水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后剩余少量液相由钻井队交由专业公司回收处置。

6.2.1.2 施工生产废水

施工生产废水主要为设备冲洗废水，主要污染物为泥砂，石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。

本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷洒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

6.2.1.3 压裂返排液

本项目压裂完成后，产生的压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用，不外排。

6.2.1.4 管道试压废水

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

6.2.2 穿越河流保护措施

本工程输气管线大开挖穿越喀拉苏河 100m，穿越宿相厄肯河 80m，输水管线穿越喀普斯朗河 50-150m，穿越宿相厄肯河约 100m，穿越库列根厄肯河约 150m，穿越台勒维丘克河约 52-120m，宽度均为 8m。施工期对水环境的影响主要发生在管道穿越施工过程中，污染源主要是施工器械的泄漏、洗刷及丢弃的垃圾，施工期水环境保护应以环境管理为主。

管线穿越河流施工前，应征得地方水利管理部门的同意。河道施工应满足《中华人民共和国河道管理条例》和《新疆维吾尔自治区河道管理条例》的相关要求。

①施工场地应尽量紧凑，减少占地面积，合理安排作业时间，避开洪水期，枯水期施工。

②不在靠近流域的地方设置施工生产生活区，严禁将施工垃圾（弃土等）弃于河道内，应及时清运或按规定处理。

③严禁在河流及近岸内清洗施工机械、运输车辆；禁止向水体内排放一切污染物。严禁将管道试压水排入河道。

④施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛入水体，不得在水体附近清洗施工器具、机械等。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。

⑤管道敷设及河道穿越作业过程排放的废弃土石方应在指定地点堆放，禁止弃入渠道和渠堤，以免淤塞渠道。

⑥施工过程中产生的弃渣和弃土要堆放在指定地点，不准随意堆弃，不能影响河道水质。

⑦施工结束后要尽快恢复出、入土场地的原貌，减少水土流失；应将各种垃圾和多余的填方土运走，保持原有地表高度，恢复河床原貌。

6.2.3 对饮用水水源地保护措施

（1）严格落实布局管控，项目所有井场、站场、管线、临时工程及储水池全部布设在水源保护区边界以外，不占用、不穿越保护区范围，不新增保护区内扰动占地。

（2）施工期严控作业边界，远离水源保护区布设施工区域、运输路线，严禁向水源保护区方向排放施工废水、弃土、岩屑及生活垃圾等，禁止在保护区周边随意开挖、破坏原生植被和地表结皮。

（3）井场施工区、排采池、储水池等均采取防渗、防雨、截流措施，设置排水沟、防渗围堰，杜绝生产废水漫流随地表径流汇入水源保护区。

（4）优化施工运输线路，避开水源保护区上游及补给径流区，规范车辆管理，严禁沿途抛洒、冲洗机具，减少扬尘和径流污染风险。

6.2.4 运营期废水防治措施

（1）各井场排采水进入标准化井场内设置防渗排采池经管线管输至储水池暂存，再由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理。

（2）煤层气在生产分离器分离出游离水作为工艺废水直接收集至污水罐内，拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。

（3）集气增压脱水站产生的循环冷却排污水、检修废水收集至污水罐内，

拉运至拜城产业园区污水处理厂处理。

（4）餐饮废水先排入隔油池，经过隔油后进入 20m³ 化粪池储存，和生活污水定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。

（5）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（6）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量避免跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（7）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸气吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3 地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

根据项目生产特征，项目运营中，排采池、储水池和污水罐可能因跑、冒、滴、漏等原因导致废水下渗从而影响地下水环境。因此必须制定相应的地下水环境保护措施，进行综合环境管理。本项目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、应急响应进行控制。井场四周修筑界沟，防止井场清水及雨水流入池内。生产过程中，加强水量巡视，及时外送，防止出现排采水冒漏情况。

6.3.1 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②对集输管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品，集输管道采用地下敷设，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置。

④设备定期检验、维护、保养，定期对采气井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

6.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点防渗区、一般防渗区。分区防渗内容可见表 6.3-1。

表6.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

时期	防渗分区	生产单元	防渗性能要求
井场	一般防渗区	化工爬犁、材料爬犁、材料房	等效黏土防渗层 MB≥1.5m，$K \leq 1.0\times10^{-7}$cm/s
站场		装置区、LNG 装卸车区、火炬处	
井场	重点防渗区	净化罐、油水罐区、废料场、钻井液用房、发电房、废料场、固液分离装置区、岩屑池、排采池、放喷池、钻井井口、危险废物贮存点	铺设 2mm 厚的 HDPE 防渗膜（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s）或者采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
站场		危废贮存库、润滑油库房、污水罐区	
井场	简单防渗区	套装水罐区、地质房、录井房、值班房、远控台、远控台、消防房、管线盒、过桥、配电房、钳工房	一般地面硬化
站场		生活区、变配电区、工具间、仪表风区	

各分区应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求进行防渗处理：

①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

6.3.3 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本工程需布设 3 眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。地下水监测计划详见表 6.3-2。

表 6.3-2　地下水监测计划

区位	监测频率	主要监测项目
项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、溶解性总固体、挥发性酚、硫化物、COD
项目区布设 1 个监测点		
项目区下游布设 1 个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井

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，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高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a、预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b、工程区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；

c、建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d、按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，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。

e、定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

f、气井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

②技术措施

a、油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

b、定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c、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报告安全环保部门，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

站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

6.3.4 应急响应

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的质量。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控气田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

（3）一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

（4）地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下：

应急预案的日常协调和指挥机构。

各部门在应急预案中的职责和分工。

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。

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。

b 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。

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。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

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。

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。

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。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

（1）泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的气田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

（2）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机等高噪声设备；

（3）泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；

（4）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

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

6.4.2 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备。

（2）对噪声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，如设置消音设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

（3）对于噪声强度大的作业（例如修井作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。

（4）尽量将发声源集中统一布置。

（5）切合实际的提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间。

（6）实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

（7）定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井泥浆污染防治措施

（1）钻井采用固液分离装置，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

（2）水基岩屑经固液分离装置分离后，液相回用，固相进进井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。

（3）岩屑储池需进行防渗处理，池体与地面接触的部分均铺设防渗膜，严格执行收集池集满即清的要求。

（4）对项目产生的钻井岩屑设台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表 1、附表 2、附表 3 内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

6.5.1.2 其他固体废物污染防治措施

（1）施工土方

本项目新建管线及杆塔施工产生的土方在施工结束后回填在管堤上和用于塔基护坡，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

（2）废弃防渗膜：施工过程中产生的废弃沾油防渗布属于危险废物，暂存

在井场危废暂存点，定期委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（3）机械设备废油及废油桶：钻井期间使用的机械设备运行过程维护、保养、维修等工作产生的少量废油，暂存于井场的危废贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（4）含油抹布、劳保用品：机械设备检修维护过程中产生的含油抹布、劳保用品在井场和施工区设置的危废贮存点收集，定期委托具有相应危废资质单位清运处置。

（5）废振动筛：项目钻井施工钻井泥浆岩屑分离过程会更换振动筛，由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

（6）生活垃圾：施工周期施工人员产生的生活垃圾集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理。

（7）建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，尤其是那些已经建好的工程，如果不是万不得已，最好不要再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

6.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期产生的废弃防渗膜、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品，属于危险废物，暂存在井场危废暂存点，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率。

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，固体废物在固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。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；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理。

④钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

⑤在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑥完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为含油污泥、清管废渣、废润滑油、废油桶、废弃防渗膜、废分子筛、废离子交换树脂、废分离器滤芯、废导热油、含油抹布、劳保用品及生活垃圾。

6.5.2.1 固体废物污染防治措施

（1）含油污泥污染防治措施

①项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，暂存于站内危废贮存库，定期委托有资质的单位处置。

②运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（2）运营期产生的废润滑油、废弃防渗膜、废油桶、含油抹布、劳保用品、废导热油、废分离器滤芯暂存在站场的危废贮存库，定期委托有资质的单位进行处置。

（3）清管废渣

本工程运营期产生清管废渣暂存在站内危废贮存库，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染环境防治信息。

（4）废分子筛、废离子交换树脂

本项目集气增压脱水站运营期产生的废分子筛、废离子交换树脂交由生产厂家回收处置。

（5）生活垃圾

运营期集气增压脱水站工作人员产生的生活垃圾收集至垃圾桶，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2.2 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危

险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

（10）落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

（11）建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

（12）对于列入《国家危险废物名录（2025 年版）》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

（13）危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

（14）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.6 土壤污染防治措施

6.6.1 施工期土壤污染防治措施

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

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

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

（4）钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，施工产生的生活垃圾、建筑垃圾、钻井岩屑、废振动筛、废润滑油、沾油废防渗膜、压裂返排液、废洗井液、含油抹布和劳保用品等危险废物不得随意抛洒，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。

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

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查井场、站场、储水池、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生井下作业废水渗漏、储水池和集输管道的排采水渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面和受污染的土壤。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、储水池、站场、管线可能影响区域跟踪监测，每 5 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.7 生态环境保护措施

对气田区域内的临时占地和永久占地合理规划，尽量避让植被较多的区域；严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场、站场、储水池工程生态保护措施要求

（1）井场、站场、储水池建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场、储水池和站场的建设。

（2）对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

（3）钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（4）一切作业尽量利用现有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。本项目周边气田道路交通便利，不修建道路。

（5）施工结束后，做到井场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，恢复原有生态环境，同时结合灌水，经常保持土壤表层湿度，使植物尽快繁殖定居，形成植物群落，促进其按正常演替规律进行发展，形成永久性的植被，以加速生态环境重建。减少地表裸露面积，防止水土流失。迅速恢复被破坏的地表形态，填埋废土坑、平整作业现场、改善

植被更新生长条件，防止局部土地退化。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时调整，使之尽快恢复原貌。对于拟永久使用的伴行道以及各平台等，建设完成后，应因地制宜地进行地表原始景观恢复。加强管理工作，严禁车辆和人员践踏、碾压，车辆要严格行驶在已建的道路上。

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

（1）对气田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

（2）管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，管线施工作业带宽度控制在 8m，开挖的土方堆放在施工作业带范围内，不单独设置临时堆土场，当遇到植被密集区域，可将机械施工改为人工施工，减少施工作业宽度，降低对区域植被的影响。

（3）管沟、塔基开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（4）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

（6）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渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，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，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

（7）施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.7.1.3 对荒漠植物保护措施要求

经调查，项目区域地表为荒漠植被，生态系统的特点是植被稀疏，有大片的裸露土地，植物种类单调，生物生产量很低，整个区域植被覆盖度在 10%～20%

左右，视地貌部位变化而异。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

①避让：设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，项目采气井口及井场、站场、储水池、集输管线及供配电铁杆塔尽量避免植被，对破坏的区域开采结束后进行恢复。

②减缓：严格遵守气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，运输车辆应结合植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用管线等施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

③补偿：本项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿。

④强化风险意识：确保各环保设施正常运行，污水进罐、固废合规收集处置，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

6.7.1.4 对草地植物的保护措施要求

①设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏草地植物。

②本项目钻井、施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

③对气田区域内临时性占地等合理规划，严格控制占地面积，井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

⑤施工结束后，对工程征占范围内的草地植被进行恢复，如播撒草籽。

6.7.1.5 对林地生态保护措施要求

（1）工程施工占用林地，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律

法规进行补偿和恢复。

（2）项目设计时尽量避免植被密集区域，减少林地的占用。管线敷设施工宽度应控制在设计标准范围内，并尽量沿已有道路纵向平行布设。在满足有关安全规范的基础上，减少占用土地。

（3）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（4）道路和集输管道施工时，注意保护林地，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

（5）施工过程中，加强施工人员的管理，严禁施工人员进行非煤层气生产的其他活动，禁止施工人员对林地乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

（6）确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐周边林地；尽量减少对项目区周围林地的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和林地占有水平。

（7）强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对林地的破坏。

6.7.1.6 对一般耕地（水浇地）的生态保护措施要求

①对气田区域内的井场、站场、储水池、道路、管线临时性占地等合理规划，严格控制占地面积，禁止随意扩大占地面积，影响项目区周边的农田。

②严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免另行开辟新路、碾压周边农田，不能因本项目的建设导致周边农作物的减产。

③制定严格的施工操作规范，加强对施工人员保护农田的宣传和教育。

6.7.1.7 生态保护红线保护措施

本项目施工期不占用生态保护红线，本项目拟部署拜 X9 平台井井场距离东南侧的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线最近处为 403m；拟部署输气管线距离南侧的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线最近处为 150m，施工期需采取相关措施，减轻对生态保护红线的影响。

（1)严格控制管线施工作业带宽度，在管线施工位置面向生态保护红线一侧设置施工围挡，施工区域、材料和土方临时堆放应尽量远离生态红线一侧。施工人员、施工车辆以及各种设备应按规定的路线行驶，开展施工作业，不得随意扩大范围和破坏周围植被，占用地时，要先调查后占用。

（2)强化生态保护红线避让与布局优化，井场、站场等永久及大型临时设施严禁进入生态保护红线区，输气管线优先绕避，井场采用丛式井、合建站场及数字化无人值守模式，集约利用土地，井场边界距红线边界设置不小于 50m 缓冲带。

（3)严控施工期生态影响，施工前精准勘界红线范围，布设界桩、围栏及警示标识，严禁越界施工。井场永久占地控制在标准下限，管线作业带宽度严控 8m 范围内，严禁破坏生态保护红线内原生植被及地表结皮。

（4）落实生态修复与补偿，施工结束后尽快完成临时占地迹地平整、原土回铺及植被恢复，在井场与生态保护红线间、管线两侧设置 5-10m 生态缓冲带。确保红线生态功能不降低。

6.7.1.8 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

对于野生动物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

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

（5）建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家、自治区重点保护动物活动踪迹要

给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

6.7.1.9 开展生态环境监理

建议委托人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.10 其他生态保护措施要求

（1）在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训。

（2）严禁施工人员进行非煤层气生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

（3）施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

（4）施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被的自然恢复。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于气田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对气田区及气田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

（1）加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

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

（3）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、站场、储水池、管线等。

（4）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；对泄漏至地造成的土壤污染应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

（5）对因施工而受到破坏的保护动物栖息地进行恢复。包括重新种植本地植被，对于被施工车辆碾压破坏的草地，可以通过播种本地草种等方式促进植被恢复。

（6）设立保护动物的宣传牌，提高人们对保护动物的保护意识。

通过上述处理方法，气田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，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。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

气田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，将会引起扬尘。在闭井施工

操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

（4）确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（5）井场地表恢复

临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理，随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。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

气田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（6）管线保护

对退役井的管线会先进行清管，管线内残留油品进行多次清理，尽量降低管内油品残留量。同时，在管线两端及可能的泄漏点设置集油装置，收集拆除过程中泄漏的油品，统一运往有资质的处理单位进行回收再利用，避免油品随意排放污染环境，清管后将管线截断阀关闭，后期地表植被自然恢复。

（7）加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的植被有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到植被应进行避让。加强对《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。

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。

6.8 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的40%以上，其中生产阶段的排放占20%，使用阶段的排放占80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

（1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以20年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的86倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的15%

温室气体减排量当中，超过 60%来自甲烷减排，剩下 40%来自二氧化碳减排；其中上游采气减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决 70%的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采气操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1）更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的 30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2）安装排放控制装置：通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制，从而减少甲烷排放，占甲烷总减排量的 7%。然而排放控制设备（尤其是汽油油气回收系统）质量的不可靠，以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外，火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳，一定程度上还是产生了温室气体。

3）泄漏检测和修复（简称“LDAR”）：通过使用红外摄像头等技术定位和修复全价值链泄漏，占甲烷总减排量的 26%。然而，由于“LDAR”提供商的服务质量和专业知识参差不齐，需要定期跟踪泄漏情况，劳动强度相对较大。

4）其他新兴技术：如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过 90%的陆上气田已通过电网来为采气设备供电，采气操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对气田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对气田用热、用电进行合理性替代。

6.9 生态恢复方案

6.9.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

（3）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。

（4）在建井结束和井场临时用地主体工程完毕后，应对井场临时用地实施地表废弃物清理工程；在井场闭井工程完毕，拆除砌体和剥离废渣后，应进行井场建设用地地表废弃物清理。

（5）应充分利用前期表土剥离的土源进行复垦修复，覆土时应分层回填，尽量确保新构土体剖面结构与原土地利用类型或周边的土源进行复垦修复。

（6）不再使用的管线临时用地应及时实施复垦修复工程，采用埋设方式布设管线的建设用地复垦修复应包括施工结束的临时复垦和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。管线平整工程应与管线开挖和回填同步进行。

（7）植被恢复工程建设标准按照周边相同土地利用类型执行，植被结构、物种选择以及种植方式等应与所在区域相同土地利用类型保持一致，景观上应与周边相协调。

6.9.2 生态环境分区恢复治理

气田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

6.9.2.1 井场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目部署 362 口井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工共计 2517069m^2 的临时占地内的土地进行平整，实施砾石覆盖等措施。

1）施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡。

2）钻井结束后治理措施

①施工结束初期，对井场、站场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工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。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，减缓水土流失，对抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水窜层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

6.9.2.2 管线生态恢复治理

（1）管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类集输管线，共计临时占地 1670120m^2，该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

①工程保护措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结

构。在施工结束后，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。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被通过自然降水及温度等因素逐渐得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

6.9.2.3 植被恢复措施

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.9.2.4 闭井期生态保护恢复与重建措施

气田闭井期，根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）中的要求，所有施工范围需进行生态环境保护与恢复治理，因此提出如下生态恢复措施：

（1）井场生态恢复与重建措施

①闭井期气井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的气层和井口封闭；井场应拆除采气设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采气设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使气田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭气井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦工程措施。

⑤若气井枯竭，则该井需封井，并进行地表及恢复工作。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）（HJ 651-2013）》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范（DZ/T0317-2018）》《废

弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）中相关要求，采取的生态恢复措施及要求如下：

——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等。

——不要求留存井口的钻井应在封填后按相关规定恢复地貌，并视情况设置标识。要求留存井口的钻井在封填后保留井口套管头，并设置相应的保护装置。保证对钻井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

——采用正确的封堵方式，能够保证封堵效果，从而将永久性地阻止流体在井内运移。

——做好封堵施工作业记录，按照管理机构要求的格式以永久性文件存档，保存在永久性的井史文件中。

——对井口进行封井回填，回填前先摸清废弃井（筒）管现状。回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

④建立环境管理机构，配备专职或兼职环保管理人员；制定相关环境管理规定；加强环境检查，发现问题及时解决、纠正，加强宣传教育。

（2）站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，防止引发大量水土流失。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.9.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿气田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.10 水土保持方案

井场、站场、储水池、管线等施工扰动，将使井场、场站、储水池及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃

渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格按照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.10.1 指导原则

（1）严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

（2）根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

（3）坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

（4）各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.10.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运

行提供环境保障。

6.10.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于拜城县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.10.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）井场、站场、储水池区

①为保护土地资源，在施工前，对井场、站场、储水池所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采气井口及井场、站场及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，本项目不占用国家及自治区保护植物。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排

水方向垂直，则要分段设排水沟。

（3）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为梭梭、盐穗木、盐爪爪等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

（4）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.11 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《中华人民共和国防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.11.1 防治目标

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及的区域基本为原始的荒漠地带，植被覆盖度低，地表大面积裸露，景观单调。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.11.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。

项目区气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为盐土所覆盖，植被分布稀疏，大部分为无植被区，属于典型荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在项目区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①集输管线与架空线路施工时，特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

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

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧；尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

④井场、站场等施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

⑤在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集—临时存放—施工结束后再覆盖—洒水的方式。

⑥站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填－平整－覆土－压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

⑦做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑧工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

（2）水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为 2 个分区：井场、站场防治区、管线防治区。气田在建设项目实施过程中严格落实前述防沙治沙措施和水土保持措施，在管线边坡建设草方格，对场站进行硬化，相较于沙漠景观基底而言，增加了人工硬化地面斑块，但占比很小，作业区的开发建设活动未对区域土地沙化造成明显影响。

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

2）管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

3）管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

4）在管线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分，草方格常见做法为：将芦苇直接埋入沙层中，在流沙上扎成方格状半隐蔽式沙障。一般具体做法为：芦苇埋入深度约为 150mm～200mm，露出地面高度约为 200mm～300mm，草方格边厚为 50mm 左右，用铁锹拥沙踏实使之牢固。本项目铺设草方格面积为 130900m^2。

5）本项目井场、站场、储水池等永久占地采取地面硬化，减少风沙现象，硬化面积 325850.3m^2。

（3）水土保持管理措施

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

水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

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

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

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

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

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

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

6.12 防洪措施

防洪标准：项目内防洪工程设计标准按 100 年一遇洪水重现期设计。

防洪措施：在项目占地范围内设置符合规定的挡水墙，并与项目区域进行联动，设置防洪渠道，不得影响整个区域的行洪通道。

6.13 环保投资分析

在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于气田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目总投资 318204.38 万元，环保投资约 4320 万元，占总投资的 1.36%。本工程环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1　环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	井场、、站场、储水池和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场、站场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	362
	柴油发电机燃油燃烧废	采用高效设备，定期维护，采用符合国六准的柴	362

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
	气	油，并添加柴油助燃剂等措施	
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	362
	钻井液、钻井固废、井控装置	回收罐若干	30
		固液分离装置	150
		岩屑储池围堰、防渗措施等	100
		危废贮存点、危险废物委托有资质的单位处置	200
		钻井防喷器、放喷管线、放喷池等安全措施	200
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	30
	生活垃圾	清运至拜城县生活垃圾填埋场	30
	生活污水	防渗收集池，委托拜城县生活污水处理厂处理	30
	防沙治沙措施	施工结束后，对施工迹地清理并平整压实，井场永久占地范围内地表水泥或砂石硬化处理，采取防风固沙工程	200
	临时占地	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	300
运营期	无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	100
	危险废物	危废贮存库，定期委托有资质单位处理处置	200
	站场废水	污水罐，站场废水清运	80
	排采水等	委托拜城产业园区污水处理厂处理	200
	生活污水	防渗化粪池，委托拜城县生活污水处理厂处理	30
	井场噪声	采用低噪声设备、基础减振、隔声等	362
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家生态环境部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	362
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	30
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	500
环境管理	环境管理、跟踪监测等	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	100
合计			4320

6.14 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济

效益、环境效益的三统一。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益，可以提高气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与天然气相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

6.14.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在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。

大力开发天然气工程是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力气源的新疆气田蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发及天然气产品的发展，将把新疆地区丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。因此，本项目具有良好的社会效益。

6.14.2 环境经济损益分析

气田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事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。

工程占地主要为井场、站场、储水池建设和外输（输油管线）管道占地建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。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。

本项目施工期短，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。而且施工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、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.14.3 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，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 4320 万元，环境保护投资占总投资的 1.36%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，针对建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

7.1 评价依据

7.1.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目涉及的危险物质主要有煤层气（甲烷）、导热油、废润滑油、柴油，以及火灾爆炸事故次生污染物 CO 等，可能存在的风险单元包括钻采气井场、集气增压脱水站、储水池、集气管线管线、输水管线等。

（1）井场

在钻井过程中，当钻穿高压气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的废液覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。此外，钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

（2）集气增压脱水站

新建集气增压脱水站内新增设备因设备本身设计、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。发生的事故主要为设备破裂造成的天然气、污水泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

（3）储水池

新建储水池若发生泄漏，废液将会污染植被、土壤。

（4）集气管线

集气管线发生泄漏事故后，大量烃类气体会污染环境空气，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

（5）输水管线

输水管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管道破裂，导致液体泄漏，会对泄漏点周边大气环境造成影响。

7.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 2.7-1。

7.2 风险潜势初判及评价等级

7.2.1 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018），建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，进而确定环境风险潜势，确定依据见表 7.2-1。

表 7.2-1　项目环境风险潜势划分依据一览表

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

（1）Q 值的确定

项目涉及的主要危险物质为煤层气（甲烷）、导热油、废润滑油、柴油。涉

及的风险为运行过程中储存罐破损造成的油类物质和天然气的泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \cdots \frac{qn}{Qn}$$

式中：q_1，q_2……q_n—每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1，Q_2…Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，环境风险潜势为 I。

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

本项目 Q 的确定见表 7.2-2。

表 7.2-2　建设项目 Q 值确定表

序号	时段	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 qn	临界量 Qn	Q 值	风险潜势等级
1	施工期	井场	机械设备废油	18.1	2500	0.00724	II
2			柴油	5	2500	0.002	
3	运营期	井场	废润滑油	18.1	2500	0.00724	
4			甲烷	0.0368	10	0.00368	
5		站场	废润滑油	0.5	2500	0.0002	
6			废导热油	17.96	2500	0.007184	
7			甲烷	8.96	10	0.896	
8		输气管线	甲烷	0.41	10	0.041	
9		零散气回收	甲烷	27.76	10	2.776	
合计				-	-	3.740544	-

注：①井场：根据设计单位提供资料，单座井场产气量最大为 7500 方/d（标态下），在采气井场经采油树、计量橇分裂后进入集气管线，甲烷密度按照 0.717kg/m³ 计，井场就地滞留气量按日总产量的 0.685%控制核算，则计算可得井场最大存在量为 0.0368t。

②站场：本次新建中区中段 30 万方集气增压脱水站，设计处理规模均为 30 万方/d，处理站不设 CNG 储罐，处理后直接通过充气柱外运。按处理流程为 1h 计，煤层气全部为甲烷核算，处理站内甲烷最大在线量为 12500m³，按密度为 0.717kg/m³，则处理站内最大存在总量为 8.96t。

③第三方零散气回收（CNG 槽车拉运）：CNG 拉运车辆按照最大容积 22m³，装车压力 25MPa，在 20℃，25MPa 条件下，甲烷密度为 164.645kg/m³，含量为 95.86%，则每台 CNG 槽车（容积 22m³）可容纳 3.47t 甲烷，按最不利情况下 8 辆车同时在线，合计 27.76t。

②管线：甲烷平均相对密度 0.717kg/m³，按截断阀之间最长管径和最长线路计算，根据设计单位提供数据，本项目截断阀之间最长线路和最大管径是 DN400mm 管线，长度 4.5km，则计算可得管线中甲烷在

线量最大值为 0.41t。

③参照钻井井场柴油用量，设置 1 座 5t 柴油储罐。

综上，本项目 Q 值介于 1≤Q=3.740544＜10。

（2）M 值的确定

分析项目所属行业及生产工艺特点，具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 7.2-3　行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力(P)≥10.0MPa； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

本项目为石油天然气开采项目，综上，各集气增压脱水站 M 分值为 10，级别为 M3（5＜M≤10）。

（3）P 值的确定

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 7.2-4 确定危险物质及工艺系数危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 7.2-4　危险物质及工艺系数危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

本项目危险物质数量与临界量比值 1≤Q＜10，行业及生产工艺（M）为 M3，因此危险物质及工艺系统危险性等级为 P4。

（4）环境敏感程度的确定

1）大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 的规定：项目所在区域大气环境敏感程度是依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性来确定。大气环境敏感程度共分为三种类型：E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 7.2-5。

表 7.2-5　大气环境敏感程度分级原则一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人。
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人。
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人。

本项目位于拜城矿区，根据现场调查，各井场、集气增压脱水站周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人。根据表 7.2-5 判定，项目所在区域大气环境敏感程度为环境高度敏感区 E2。

2）地表水环境敏感程度

本项目输水管线（管输排采水）会穿越喀普斯朗河、宿相厄肯河、库列根厄肯河、台勒维丘克河，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，CODcr 浓度≥10000mg/L 的有机废液和 NH_3-N 浓度≥2000mg/L 的废液可看作突发环境事件的风险物质，根据建设单位提供的排采水的水质检测报告，CODcr 浓度最大值为 9.0mg/L，NH_3-N 浓度最大值为 4.65mg/L，未构成突发环境事件的风险物质。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 的规定：区域地表水环境敏感程度依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性与下游环境敏感目标情况确定。区域地表水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 7.2-6。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级原则分别见表 7.2-7 和表 7.2-8。

表 7.2-6　地表水环境敏感程度分级原则一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E2	E3
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 7.2-7　地表水功能敏感性分区原则一览表

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 7.2-8 环境敏感目标分级原则一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区和自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的

	最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

根据项目工程分析，本项目输水管线管输物质未有《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 规定的环境风险物质，因此，本项目不考虑风险事故泄漏危险物质对地表水体的预测影响分析，仅进行定性分析。

3）地下水环境敏感程度的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 的规定：项目所在区域地下水环境敏感程度依据地下水功能敏感性与包气带防污性能确定。区域地下水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 7.2-9。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 7.2-10 和表 7.2-11。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对值。

表 7.2-9　地下水环境敏感程度分级原则一览表

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 7.2-10 地下水功能敏感性分区原则一览表

分级	分级地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	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（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区
环境敏感区是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

表 7.2-11 包气带防污性能分级原则一览表

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定

D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数	

项目环境风险物质主要是甲烷气体，不会进入地下水中，此外导热油炉为橇装式，废润滑油在站内危废贮存库暂存，发生泄漏后可及时发现，通过围堰或收集设施收集，不会进入地下水中。因此本项目各集气增压脱水站所在区域地下水功能敏感性为“不敏感 G3”。

根据调查，项目所在区域包气带厚度大于 1m，包气带渗透系数 1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，根据表 7.2-11 的判定依据，本项目所在区域包气带防污性能分级为“D2”。根据表 7.2-9 的判定依据，项目所在区域的地下水环境敏感程度分级为“E3”。

（5）环境风险潜势判定

经分析得知，本项目不考虑风险事故泄漏危险物质对地表水体的影响，项目所在区域大气环境敏感程度为环境高度敏感区 E3，地表水环境敏感程度分级为 E3，项目所在区域的地下水环境敏感程度分级为 E3，其环境风险潜势判定结果具体见表 7.2-12。

表 7.2-12　项目环境风险潜势判定结果一览表

项目环境敏感程度	**项目危险物质及工艺系统危险性 P**
	轻度危害（P4）
大气环境中度敏感度区（E2）	II
地表水环境中度敏感度区（E3）	I
地下水环境中度敏感度区（E3）	I

从表 7.2-12 中可知，本项目的大气环境风险潜势为II级，地表水环境风险潜势和地下水环境风险潜势均为I级，因此，本项目的环境风险潜势为II级。

7.2.2 环境风险评价等级

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中环境风险评价工作等级划分依据见表 7.2-13。

表 7.2-13　环境风险评价工作等级划分表

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

本项目风险潜势为II，评价工作等级为三级。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本项目钻井、完井、修井、采气、油气集输等生产过程中所涉及的危险物质主要有煤层气（甲烷）、导热油、废润滑油、柴油以及火灾爆炸事故次生污染物CO等。

（1）煤层气（甲烷）

煤层气（甲烷）理化性质、危险危害特性及防护措施见表7.3-1。

表7.3-1　煤层气（甲烷）理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名	天然气、甲烷	英文名	methane Marsh gas
	分子式	CH_4	分子量	16.04
	危险货物编号	21007（压缩气体） 21008（液化气体）	UN 编号	1971（压缩气体）； 1972（液化气体）
	CAS	74-82-8	危险性类别	第 2.1 类易燃气体
理化特性	相对密度	相对密度（水）；0.42（-164℃），相对密度（空气=1）：0.60		
	熔点：℃	-182.5	沸点：℃	-161.5
	外观与性状	无色无臭气体		
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合
	禁忌物	强氧化剂、氟、氯	燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
燃爆特性与消防	燃烧性	易燃	闪点（℃）	-218
	爆炸上限％	15	引燃温度（℃）	538
	爆炸下限％	5	最小点火能（mj）	无资料
	火灾危险类别	甲类	爆炸危险级别、组别	II A T1
	燃烧热（kJ/mol）	889.5	饱和蒸汽压（kPa）：	53.32(-168.8℃)
	危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强 氧化剂接触剧烈反应		
	灭火方法	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧 化碳、干粉		
毒性、健康危害及防护措施	中国 MAC	未制定标准		
	苏联 MAC	300mg/m^3		
	美国 TWA	窒息性气体		
	美国 STEL	未制定标准		

	LD50:	无资料
	LC50:	无资料
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具 （半面罩）
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜
	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴一般作业防护手套
	其他防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护
急救措施	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。冻结在皮肤上的衣服，要在解冻后才可脱去。接触液化气体，接触部位用温水浸泡复温。注意患者保暖并保持安静。确保医务人员了解该物质相关的个体防护知识，注意自身防护。
	眼睛接触	——
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。 如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医
	食入	——
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用	
储运注意事项	易燃压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏季要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。	

（2）润滑油

润滑油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2　润滑油理化性质、危险危害特性及防护措施表

品名	润滑油		英文名	Lubricatingoil
理化性质	闪电	157.22~187.56℃	自燃点	417.22℃
	外观性状：淡黄色至褐色的黏稠液体。			
稳定性和危险性	稳定性：化学性质很稳定。			

毒理学资料	侵入途径：润滑油的油雾经呼吸道吸入。健康：吸入润滑油的油雾和挥发性物质可引起全身乏力、头晕、头痛、恶心等症状。严重者可引起油脂性肺炎。有胸闷、胸痛、咳嗽等症状。胸部 X 线检查见网状阴影，多见于肺下叶和肺底。	
安全防护措施	呼吸系统防护	空气中浓度超标时建议佩戴自吸过滤式防毒面具，紧急事态抢救时应佩戴空气呼吸器；避免口腔和皮肤与柴油接触。
	眼睛防护	戴化学安全防护眼镜。
	身体防护	穿工作服（防腐材料制作）。
	手防护	戴橡胶耐油手套。
	其他	工作后，淋浴更衣，保持良好的卫生习惯。
应急措施	急救措施	皮肤接触：立即脱掉污染的衣服，用肥皂和清水冲洗皮肤，出现皮炎要就医；眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动水或生理盐水冲洗，然后就医；吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸通畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医；食入：误食柴油者，可饮牛奶，尽快彻底洗胃，要送医院就医。
	泄漏措施	首先切断泄漏油罐附近的所有电源，熄灭油罐附近的所有明火，隔离泄漏污染区，严禁携带火种靠近漏区；在回收油品时，严禁使用铁制工具，以免发生撞击摩擦起火；待油迹清除后，确认无火灾隐患，方可开始继续进行；漏油处必须进行维修，确认无漏油方可开始继续使用。
	消防方法	雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土

（3）导热油

导热油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-3。

表 7.3-3　导热油理化特性一览表

标识	中文名	导热油（320#）		
理化特性	外观与性状	琥珀色室温下液体		
	气味	矿物油特性	初沸点及沸程	＞280℃
	闪点	216℃	燃烧上下极限	1%-10%（V）
	蒸气密度（空气=1）	＞1	密度	890 kg/m^3（20° C）
	自燃温度	＞320℃		
危险性概述	在正常条件下使用不会成为健康危险源。 长期或持续接触皮肤，而不适当清洗，可能会阻塞皮肤毛孔，导致油脂性粉刺/毛囊炎等疾病。 用过的油可能包含有害杂质。			
	油脂性粉刺/毛囊炎征兆及症状可能包括暴露的皮肤出现黑色脓包及斑点。 若摄入，可能会导致恶心、呕吐或腹泻。			

	未被评为可燃物，但会燃烧。	
	未归类为环境有害物。	
急救措施	吸入	眩晕或反胃不太可能出现，如果发生了，将患者移到有新鲜空气的地方。若症状持续则要求求助医生。
	皮肤接触	脱去污染衣物。用水冲洗暴露的部位，并用肥皂进行清洗。如刺激持续，请求医。在使用高压设备时，有可能造成本品注入皮下，如发生此种情况，请立即送往医院治疗，不要等待，以免症状恶化。
	眼睛接触	用大量的水冲洗眼睛。如刺激持续，求医。
	食入	不要催吐，用水漱口并就医。
	医生须知	对症治疗。吸入肺中可导致化学性肺炎。长期或反复暴露可能造成皮炎。高压注入伤害需要立即进行外科处理和/或类固醇类治疗，以降低组织伤害和机能丧失。
泄漏应急处理	保护措施	避免沾及皮肤及眼睛。 采取合适的防扩散措施，以免污染环境。用沙、泥土或其他适合的障碍物来防止扩散或进入排水道、阴沟或河流。
	清除方法	溢出后，地面非常光滑。为避免事故，应立即清洁。 用沙、泥土或其他可用来围堵的材料设置障碍，以防止扩散。直接回收液体或存放于吸收剂中。用粘土、沙或其他适当的吸附材料来吸收残余物，然后予以适当的弃置。
	额外建议	应将无法处理的严重溢漏事件通知地方当局。
消防措施	特定危险	危险燃烧物品可能包括：气载固体与液体微粒及气体（烟）的复杂混合物。一氧化碳。未被识别的有机、无机化合物。
	适当的灭火介质	泡沫，洒水或喷雾。干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土仅宜用于小规模火灾。
	不适用的灭火物	切勿喷水。
	消防人员保护设备	合适的保护装置包括在密封空间内接近起火点时必须佩戴的呼吸装置。
储运注意事项	一般预防措施	若存在吸入蒸汽、喷雾或烟雾的危险，请使用局部排气通风系统。为防起火，应适当地处置任何受其污染的抹布或清洗材料。将本资料单所含的信息包括进本地情况风险评估中，将有助于为本产品的搬运、储存及弃置制订有效的控制系统。
	搬运	避免长期或持续与皮肤接触。 避开吸入其蒸汽和（或）烟雾。 装卸桶装产品时，应穿保护鞋，并使用恰当的装卸工具。
	储存	密闭容器，放在凉爽、通风良好的地方，使用适当加注标签及可封闭的容器。储存温度：长期储存（3 个月以上）-15～50℃；短期储存-20～60℃。

（4）柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，其主要理化性质见表 7.3-4。

表 7.3-4　柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	柴油
	化学品英文名称	Diesel oil
危险特性	【健康危害】皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。 【燃爆危险】本品易燃，具刺激性。	
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。就医。 【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 【食入】尽快彻底洗胃。就医。	
消防措施	【危险特性】遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 【有害燃烧产物】一氧化碳、二氧化碳。 【灭火方法】用消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
操作处置与储存	【操作注意事项】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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，戴橡胶耐油手套。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、卤素接触。充装要控制流速，防止静电积聚。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及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。	
接触控制/个体防护	【工程控制】密闭操作，注意通风。 【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。 【眼睛防护】戴化学安全防护眼镜。 【身体防护】穿—般作业防护服。 【手防护】戴橡胶耐油手套。 【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。	

理化特性	外观与性状	稍有粘性的棕色液体	沸点	282-338℃
	闪点	38℃	熔点	-18℃
	密度	相对密度（水=1）：0.87-0.9	主要用途	用作柴油机燃料
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。			
毒理学资料	LC_{50}：无资料。 LD_{50}：无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境。对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统。对海藻应给予特别注意。			
废弃处置	【废弃处置方法】处置前应参阅国家和地方有关法规。建议用焚烧法处置。			
运输信息	【运输注意事项】运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。			

（5）CO

原油、伴生气等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 7.3-5。

表 7.3-5　一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	一氧化碳
	化学品英文名称	Carbon monoxide
危险特性	【健康危害】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。 【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。 【燃爆危险】本品易燃。	
急救措施	【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。	
消防措施	【危险特性】是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">火、高热能引起燃烧爆炸。二氧化碳。
【有害燃烧产物】二氧化碳。
【灭火方法】切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），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。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30C。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。生产生活用气必须分路。
【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。
【眼睛防护】—般不需特殊防护。
【身体防护】穿防静电工作服。
【手防护】戴—般作业防护手套。
【其他防护】工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="8">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无臭气体</td><td>沸点</td><td>-191.4℃</td></tr>
<tr><td>闪点</td><td>＜-5038℃</td><td>熔点</td><td>-199.1℃</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.79
相对蒸汽密度（空气=1）：0.97</td><td>主要用途</td><td>用作柴油机燃料</td></tr>
<tr><td>临界温度</td><td>-140.2℃</td><td>临界压力</td><td>3.5MPa</td></tr>
<tr><td>引燃温度</td><td>610℃</td><td>爆炸上限</td><td>74.2（V/V）</td></tr>
<tr><td>爆炸下限</td><td>12.5（V/V）</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂</td></tr>
<tr><td>主要用途</td><td colspan="3">主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的</td></tr>
</table>

		还原剂
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。	
毒理学资料	LC_{50}：2069mg/m^3，4 小时（大鼠吸入）。 LD_{50}：无资料。	
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。	
废弃处置	【废弃处置方法】用焚烧法处置。	
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。	

7.3.2 全过程生产系统危险性识别

根据钻井、完井、采气、油气集输、废水管输等工艺过程和储运设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、集输管线、储水池及集气增压脱水站等几个功能单元，分述如下：

（1）井场

①施工期

本项目新钻 362 口井，在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，喷出的物质主要为水砂混合物。本区域煤层气属于欠压煤层。井喷会引发煤层气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。若采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、天然气和煤层水喷出，损害周围生态环境。

井漏事故风险：钻井期若施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发油气上窜造成地下水污染等。

项目建设期井场设置柴油储罐、钻井液储罐等罐体，由于储罐设计、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罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②运行期

当发生煤层气泄漏事故时，若泄漏的煤层气遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的排采水会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

（2）集输管线

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煤层气和废水泄漏，事故发生时会有大量的煤层气和废水溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的煤层气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程集气和输水管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患：这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成褶皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾难：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾难都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

（3）储水池、集气增压脱水站

本项目新建 3 座储水池和 1 座集气增压脱水站，发生的事故可能有储水池、站内污水罐罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误等造成天然气和废水泄漏，泄漏的废水会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

（1）环境风险类型

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

①火灾危险性

当煤层气等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

②爆炸危险性

天然气爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

③挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，煤层气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

④其他危险性

此外，工程危险性特征包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

（2）危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

①集输管线、排采水管线发生泄漏事故，泄漏的煤层气、排采水进入土壤，并通过包气带下渗进入地下水，从而对土壤、地下水环境造成不利影响；河流穿跨越处管线发生泄漏后，泄漏原油进入地表水体，对下游地表水、饮用水源保护区及两岸土壤造成污染。

②集气管线、输水管线发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响。

③井场发生井喷事故对周围空气、土壤等产生的不利影响。

④井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。

7.4 环境风险事故情形分析

7.4.1 风险事故情形设定

本项目可能产生的风险事故类型主要为集输管线泄漏引起的火灾爆炸事故。见表 7.4-1。

表 7.4-1　国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例（%）	引发事故原因	比例（%）
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其它	11.0	其它	9

7.4.2 最大可信事故及风险原因分析

（1）管道泄漏、爆炸事故

根据有关统计资料，在我国以往的天然气和石油管道泄漏事件中，由外部人员或管道操作者导致的事故约占 80%以上，而地震、洪水或滑坡等自然因素造成的事故只占 20%以下。管道事故按破裂程度大小可以分为 3 类：针孔/裂纹（损坏处直径≤20mm）；穿孔（损坏处直径＞20mm，但小于管道直径）；断裂（损坏处直径等于管道直径）。各种事故发生的频率如表 7.4-2 所示。

表 7.4-2　油气管线泄漏事故发生频率　　单位：10^{-3} 次·km^{-1}·a^{-1}

序号	事故原因	针孔/裂纹	穿孔	断裂	总计

1	外部原因	0.073	0.168	0.095	0.336
2	带压开孔	0.02	0.02	/	0.04
3	腐蚀	0.088	0.001	/	0.098
4	施工缺陷和材料缺陷	0.073	0.044	0.01	0.127
5	地移动	0.01	0.02	0.02	0.050
6	其他	0.044	0.01	0.01	0.064
7	合计	0.308	0.272	0.135	0.715

由表 7.4-2 可以看出，管道事故发生频率为 0.715×10^{-3} 次·km^{-1}·a^{-1}，其中针孔/裂纹发生的频率最高，穿孔次之，断裂最少。

（2）管道失效分析

天然气长输管道常受到人为因素、应力、腐蚀、介质与杂质的阻碍，致使管道发生失效，直截了当阻碍着天然气长输管道的可靠性和使用寿命。

引起天然气管道失效的基本事件详见表 7.4-3。

表 7.4-3　天然气管道失效基本事件

事件代号	事件名称	事件代号	事件名称
X1	露点过高	X30	管壁机械伤痕
X2	天然气含有硫化氢	X31	强度设计不合理
X3	内涂层变薄	X32	管沟深度不够
X4	管道衬里脱落	X33	边坡稳定性差
X5	管道清管效果差	X34	回填土粒径粗大
X6	植物根茎穿透	X35	焊接材料不合格
X7	土壤含硫化物	X36	表面预处理质量差
X8	土壤含盐量高	X37	焊接表面有气孔
X9	土壤 pH 值低	X38	未焊透部分过大
X10	土壤氧化还原电位高	X39	渗碳现象严重
X11	土壤含水率高	X40	存在过热组织
X12	土壤含有 SRB	X41	存在显微裂纹
X13	阴极保护距离小	X42	焊缝表面有夹渣
X14	保护电位小	X43	焊后未清渣
X15	地床存在杂散电流	X44	管道焊接方法不当
X16	保护方式不当	X45	弯头内外表面裂纹
X17	保护材料失效	X46	管段间错口大
X18	防腐绝缘涂层下部积水	X47	法兰存在裂纹
X19	防腐绝缘涂层粘结力降低	X48	弯头内外表面不光滑
X20	防腐绝缘涂层脆性增加	X49	管道上方违章构筑物
X21	防腐绝缘涂层发生破损	X50	管道附近土层运移
X22	防腐绝缘涂层老化剥离	X51	地面标志不明
X23	管材含有杂质	X52	水流冲刷

X24	金相组织不匀	X53	股电脑上方违章施工
X25	管道晶粒粗大	X54	残余应力
X26	热处理措施不当	X55	应力集中
X27	管材椭圆度	X56	外作用力
X28	冷加工不当	X57	内应力
X29	管材壁厚不均匀	X58	管道严重憋压

（3）最大可信事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的定义，最大可信事故是指基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。在风险识别、事故后果和概率分析的基础上可以判断，本工程以集输管线泄漏事故的后果最严重，因此本工程的最大可信事故确定为集输管线泄漏。

7.4.3 源项分析

（1）气体泄漏源强

由于爆炸本身造成的冲击波危害很大，远远大于爆炸瞬间所带来的大气环境污染；火灾的热辐射带来的损伤也远大于火灾后次生污染物带来的损害。

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）将环境风险定义为：突发性事故对环境造成的危害程度及可能性。根据这一定义，环境风险关注的是泄漏的有毒有害物质或者事故中生成的有毒有害物对环境的危害影响，而并非火灾或爆炸事故本身对人身或环境的安全影响。

从环境风险角度来看，能够对周围大气环境带来危害的主要是火灾后的次生污染物。

当沿途管线天然气发生泄漏事故时，会挥发出非甲烷总烃；泄漏后如果遇到明火源会发生火灾，火灾同时会伴生/次生大量的 CO、烟尘等二次污染物，将对周围环境产生影响，大气环境风险影响中以 CO 的毒性最大。因此，本次评价假定的大气事故关注原油泄漏事故发生后遇明火燃烧，发生火灾事故后所排放的 CO 对周边的大气环境带来影响。

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中明确：泄漏事件应结合建设项目探测和隔离系统的设计原则确定。一般情况下，设置紧急隔离系统的单元，泄漏事件可设定为 10min，未设置紧急隔离系统的单元，泄漏事件可设定

为 30min。

综合考虑到事故发生时，预计项目发生事故时需要的应急反应时间要留有一定的余量。即使本项目较国内一般石油化工企业的设备、控制技术先进，但还是需要留有一定的余量。本项目确定的事故应急反应时间为 10min。

气体泄漏量采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中气体泄漏速率公式计算，公示如下。

$$Q_G=YC_dAP\sqrt{\frac{M\gamma}{RT_G}\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

式中：*Q*G——气体泄漏速率，kg/s;

P——容器压力，Pa；0.4MPag

Cd——气体泄漏系数；当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90；取 1.00；

M——物质的摩尔质量，kg/mol；取 16g/mol；

R——气体常数，J/（mol·K）；取 8.314J/（mol·K）；

TG——气体温度，K；取 298.15K；

A——裂口面积，m^2；取 0.02m^2；

Y——流出系数，对于临界流 Y=1.0；

γ——气体的绝热指数（比热容比），取 1.31；

经计算，气体泄漏量为 16.54kg/s，应急反应时间内泄漏量 9.924t。

（2）火灾次生危害源强计算

火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{一氧化碳}=2330qCQ$$

式中：$G_{一氧化碳}$——一氧化碳的产生量，kg/s；

C——物质中碳的含量，煤层气中主要为甲烷燃烧，取 75%；

q——化学不完全燃烧值，取 1.5%~6.0%；

Q——参与燃烧的物质量，t/s。

经计算，一氧化碳产生量为 1734.22kg/s。

7.5 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生油品泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

7.5.1 含油污泥泄漏对环境的影响分析

含油污泥泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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，定期对储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采气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：盐土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0～10cm 或 0～20cm 表层土壤中，其中表层 0～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏油品。因此，即使发生管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

7.5.2 集输管线泄漏对环境的影响分析

管线泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对大气环境影响分析

除工艺区管道外，管线均埋地敷设，地面设标志桩，管线采用防腐措施，超声波探伤检测，因此本工程因管线导致的泄漏环境风险事故概率相对较小。

一旦发生泄漏，甲烷的密度比空气的一半还小，稀释扩散速度很快。随着与泄漏点距离的增加，甲烷测试浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。

同时煤层气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。煤层气气体扩散至环境空气中，进而可能引发

员工中毒事件。燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

一旦管道发生泄漏事故，厂区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，由控制系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（2）对地表水环境影响分析

由于煤层气密度比空气小，沸点极低（-161.5℃），且几乎不溶于水，在事故状态下，即一旦输气管道发生破裂，天然气对水质的直接影响很小，但管道的维修和维护将会对水环境造成一定的影响，通过严格管理，规范施工，可以将影响降低到最小。

本项目运营期站区污水罐、排采池、储水池距离地表水体有一定距离，基本不会对河流产生影响，但本项目输水管线会穿越河流，事故状态下输水管线因腐蚀、第三方破坏、地基沉降、管材老化发生破损/断裂，排采废水瞬时或持续泄漏，进入地表水体，煤层气井排采水主要污染物为 COD、高矿化度、总硬度、氯离子、硫酸盐、TDS、少量挥发酚、微量重金属（铁、锰等），水质特点呈高盐、高矿化、偏碱性，无剧毒特征污染物，但盐度、SS、COD 对河流生态冲击显著。当管线泄漏废水进入河流，水体浑浊度骤升，透光率下降，悬浮颗粒物吸附污染物随流迁移，沉积于河底。COD、有机物小幅升高，消耗水体溶解氧，局部河段出现 DO 下降，易形成局部缺氧区，氯离子、硫酸盐、TDS 快速升高，改变河流本底盐分水平，超出天然水体耐受范围，破坏水体盐度平衡。

（3）对地下水环境影响分析

本项目建成投产后，正常状态下通过管线外输。非正常状态下，废水在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损、污水罐泄漏的情况下，在下渗过程中受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成废水泄漏。

（4）对土壤的影响分析

集气管线泄漏造成甲烷气体渗入表层土壤，会挤占土壤孔隙氧气，造成土壤厌氧环境，抑制植物根系呼吸，导致周边植被枯萎、退化；长期微量泄漏会改变

土壤微生物群落结构，降低土壤肥力。

输水管线、储水池等若发生破损造成废水泄漏，高矿化度排采水渗入土壤，盐分大量累积，引发土壤次生盐渍化，造成土地板结、盐碱化，丧失农耕、植被生长能力，且污染物改变土壤理化性质，抑制有益微生物活性，破坏土壤生态结构。

（5）对植被的影响

管线、储水池等泄漏对植被的影响主要为废水漫流淹没农田、草地、林地，造成农作物减产绝收、天然植被死亡；污染区域植被恢复周期长，易形成裸露地块，加剧区域水土流失。

7.5.3 井喷对环境的影响分析

煤层气井喷为极端非正常风险工况，多由井下压力失控、封井失效、操作不当、地层异常高压引发；瞬时大量煤层气、地层水、压裂返排液、钻井泥浆、钻井岩屑无组织喷涌外泄，部分工况伴随少量原油、重烃等特征污染物，具有突发性强、排放量大、扩散快、次生风险高的特点。

（1）对大气环境的影响分析

甲烷及温室气体大量无组织排放井喷瞬时释放高浓度甲烷，甲烷增温潜势远高于二氧化碳，短期加剧区域温室效应；大量气体置换近地面空气，局部形成缺氧环境，威胁陆生生物及人员安全。

火灾、爆炸次生大气污染井喷气体遇明火、静电、高温极易引燃、爆燃，产生大量烟尘、CO、氮氧化物、不完全燃烧烃类污染物；燃烧沉降物大范围散落，造成局地空气重度污染，影响范围广、持续时间长。

扬尘与颗粒物污染井喷裹挟地层泥沙、岩屑、钻井泥浆雾化扩散，形成大量悬浮颗粒物，恶化区域环境空气质量。

（2）对地表水的影响分析

井喷携带的排采废水、钻井泥浆、高矿化度地层水漫流，进入周边沟渠、河道、坑塘，造成水体 SS、COD、氨氮、硫化物、氯化物、全盐量急剧超标。水体生态功能破坏高盐、高毒、高浊度废水进入地表水，破坏水体酸碱平衡与溶解氧环境，造成水生生物窒息、中毒死亡；石油类物质形成表面油膜，阻隔复氧，

诱发水体发黑发臭、生态链断裂。雨水径流扩散污染降雨条件下，井喷残留污染物随地表径流大面积迁移，污染下游农田灌溉用水、地表径流廊道，扩大水环境影响范围。

（3）对地下水的影响分析

井喷事故一旦发生，大量的地层水喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷废液、高矿化地层水沿地表裂缝、包气带孔隙、采矿裂隙快速下渗，垂直渗入浅层、中层地下水含水层，造成地下水盐化、硬化、重金属及特征有机物污染。污染持续且难以修复地下水径流缓慢、自净能力弱，污染物易长期滞留、横向弥散扩散，形成持续性污染；煤层气开采区地层裂隙发育，污染通道复杂，后期管控与治理修复难度大、周期长。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要 1～2d 才能得以控制。据类比资料，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。

（4）对土壤的影响分析

井喷是气田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的煤层气和地层水，其中的轻组分挥发，而高盐废水、泥浆等污染物落地累积，引发土壤次生盐渍化、板结、酸碱失衡；重金属、石油类、有毒有机物吸附于土壤颗粒，长期残留难降解。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤。若发生井喷事故，污染土壤应及时收集，委托有危废处置资质单位处理。采取以上措施后，井喷对土壤的影响较小。

（5）对植被的影响分析

井喷发生时，煤层气中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，井场周围半径 300m 范围内的植被将全部由于污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；地层废水进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使

土壤结构受到污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、防止井喷事故风险发生。

7.5.4 储罐泄漏对环境的影响分析

（1）对大气环境影响分析

柴油储罐发生泄漏后，油类物质进入环境空气，其中非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对土壤环境影响分析

泄漏的柴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，影响土地功能，进而影响项目区植被的生长，并可影响局部的生态环境。

储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入油类物质，泄漏的油类物质进入土壤中后，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。

钻井期井场采取分区防渗措施，各储罐采用钢质材料，同时在储罐与地表接触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐位于室内，一旦发生泄漏，可及时清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

（3）对地下水环境影响分析

柴油储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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。

项目施工期单井井场施工期柴油最大储量为 5t，作为停电应急备用电源燃料，柴油采用专用清洁储罐储存，储罐采用钢制材质且密封性较好；柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施，柴油储罐底部与室内地面接触处再次铺设防渗膜，

防止发生泄漏污染地表；如柴油罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

（4）对植被影响分析

柴油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接黏附于植物体上阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴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；三是泄漏的柴油中的轻组分挥发，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。

7.5.5 运输风险对环境的影响分析

本项目运营期站场的污水罐废水拉运至拜城产业园污水处理厂处理，项目钻井期使用的柴油燃料采用柴油罐车拉运至井场，拜东区域及边缘井采用零散气回收，由槽车拉运至集气增压脱水站，运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生泄漏事故的风险。事故发生时罐车内液体、气体溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的气体如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

7.6 环境风险防范措施

7.6.1 钻井风险防范措施

（1）建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》（Q/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 08053-2017）的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组和环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措

施。

（2）在井场左右侧各设置 1 条放喷管线，要加强对放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（4）使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液及化学处理剂。井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。

（5）规定上提钻具的速度。井内下有大直径工具的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染。选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事故的处理和补救措施的需要。严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施。井控设备安装好后，按要求试压。

（6）井场设置明显的禁止烟火标志：井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。按消防规定配备灭火器和其他消防器材。井场设置风向标。

（7）井场区域分区防渗

井口区、柴油罐、发电机、危废贮存点采取重点防渗：防渗层的防渗性能不应低于1m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于10^{-10}cm/s）。

生活污水防渗收集池、原辅材料存储区、固液分离系统、洗井液收集罐、压裂返排液收集罐、岩屑储池采取一般防渗：防渗性能等效黏土防渗层大于1.5m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s。

井场道路、办公区、生活营地采取简单防渗：一般地面硬化。

（8）建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理、环境应急管理纳入生产管理的各个环节。

7.6.2 井下作业风险防范措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，降低井喷发生的可能性。

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

7.6.3 柴油罐环境风险防范措施

（1）柴油储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

（2）柴油储罐底部铺设防渗膜，四周设置围堰，周边配备消防器材和应急物资；罐区周边设置警示标识，严禁烟火，设置封闭的围栏防止无关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。

7.6.4 井喷预防措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，以最大限度地防止井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事故的处理和补救措施的需要。

（3）严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可进行作业。

（4）各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

（5）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四

种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

（6）井喷应急措施：井喷发生后，应按照行业规范实施压井作业。井喷失控后，在 15min 内完成井口点火，燃烧泄漏煤层气。同时优先撤离井口周边 500m 范围内的人员，并在井口周边 100m、500m、1000m 范围内布设环境应急监测点，监测 CO、CO_2、CH_4。点火前应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

7.6.5 井漏环境风险防范措施

对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、提高地层承压能力等防范措施：

（1）通过地质勘探合理选址本项目所处地区地表条件复杂，山沟纵横，建设单位应结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置。

（2）提高地层承压能力地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。

应急措施：发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的规定流程如下：

①分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

②保质保量地配置堵漏泥浆。

③施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。

④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

⑥凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

7.6.6 集输管线泄漏事故风险防范措施

（1）定期对管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）为减轻输气管线、输水管线内外腐蚀，金属管道外部可采取防腐涂层，

内壁可采用涂层或定期加注缓蚀防腐剂，采用电极保护。

（3）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡；定期对管线进行超声检查，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。

（4）严禁在管线两侧各 5m 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。

（5）泄漏环境应急处置

管线泄漏发生后，迅速关闭截断阀，并及时封堵泄漏源；注意安全防爆，防止次生爆炸等安全事故发生。

（6）第三方损坏控制

按照以下内容对管道的运行及环境风险状况进行日常巡护：配置专职或兼职管道巡护人员，设立 24h 联系方式。

设置管道安全标识，建议设置禁止下列危害管道安全行为的警示标识：擅自开启、关闭管道阀门；移动、毁损、涂改管道标识；在地上管道上行走或者放置重物；在埋地管道两侧 5m 范围内打桩、打井、钻探、取土等作业；定期对管道标识进行检查。对设置位置不合理或不醒目或已遭受破坏的管道标识进行修复或更换；建议在埋地管道上方巡查便道上设置禁止重型车辆行驶的路障。

（7）建议开展突发环境事件隐患排查，明确排查频次、排查规模、排查项目等，对排查出的隐患根据可能造成的危害程度、治理难度等实施分级管理，并建立隐患排查治理档案。突发环境事件隐患排查内容宜包括环境应急管理、环境风险防控措施、管段与环境风险受体之间的通道等；建立管道环境风险信息管理系统。

7.6.7 集气增压脱水站事故风险防范措施

为了消除事故隐患，针对各装置可能发生的各种事故风险因素，建设单位在总体布局、工艺设计、设备选型、施工单位选择、监督管理等方面，采取了大量行之有效的防范措施，具体如下：

①撬装装置平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）中的有关规定，平面布置力求紧凑，建、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。

②选用质量、防腐措施合格的储罐。安装过程中焊接要经过 100%的探伤，安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。压力容器的设计，建筑材料的选择，防雷、防静电、防爆等设计严格执行《油气田建设防火规范》及有关技术规范；压力容器在投用前，必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

③罐区设置火灾自动监测和火灾报警系统，并设置火灾自动灭火设施。加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。施工期间严格按章操作，润滑油装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

④在特殊岗位采取了隔离、通风、检测等措施，并配备必要的防护用品。在易燃易爆场所设有效的通风设施，并设置可燃气体浓度检测和报警设施。

⑤明确了各要害部位、重点岗位的管理责任，建立了一整套安全生产管理规定、安全生产操作规程和各种设备的运行操作规范，定期进行安全生产检查，并对查出问题认真整改，做好整改记录，通过加强安全管理消灭事故隐患。

⑥重视职工的专业技能培训，培训内容包括安全环保新增规定宣传、环保统计系统培训、压力容器管理系统培训、安全评价培训和安全生产法宣传等。

⑦作业场所均设置安全警示标志，设备和管道涂刷安全色。对高温管线进行隔热处理。

⑧本工程需根据《石油天然气作业场所个体防护装备配备规范》（SY/T6524-2025）、《生产作业现场应急物资配备选用指南》（Q/SY136-2012）配备应急及个人防护用品。

7.6.8 储水池事故风险防范措施

（1）按《石油化工工程防渗技术规范》《一般工业固体废物贮存和处置场污染控制标准》设计，储水池底部及边坡采用 HDPE 防渗膜+混凝土防渗层双重防渗结构，渗透系数≤1×10^{-10}cm/s；池体设置抗浮、抗冲刷、抗冻胀措施，满足区

域地质与气象条件。

（2）池体及配套管道、阀门采用耐高矿化度、耐氯离子腐蚀的材质，避免因腐蚀穿孔导致泄漏。边坡设置防护网、混凝土护面，防止冲刷、坍塌。

（3）严格控制排采水进水量，严禁超设计水位运行，雨季提前降低池内水位，预留调蓄空间。池体周边设置防漫流围堰与应急收集沟，一旦发生外溢，废水可通过导流沟进入事故应急池，避免直接进入周边土壤或地表水体。

（4）定期对储水池配套的提升泵、阀门、管道进行防腐、检修，更换老化部件，防止设备故障导致泄漏或倒灌。

（5）配备应急围油栏、防渗沙袋、堵漏材料、防渗土工膜等物资，一旦发生池体裂缝、泄漏，立即用沙袋、土工膜围控泄漏点，防止废水扩散。

（6）建立储水池运行管理制度、巡检制度、隐患排查治理制度，明确岗位职责，规范操作流程。对运行、巡检、应急人员开展专业培训，包括防渗维护、泄漏识别、应急处置等内容，杜绝人为操作失误导致的事故。

7.6.9 零散气运输事故风险防范措施

本项目拜东区域及边缘井经第三方建设的零散气回收后由 CNG 槽车拉运至相应的集气增压脱水站。其运输防范措施如下：

（1）零散气收集管线全密闭敷设，选用防爆阀门、耐压管件，定期巡检管线腐蚀、接头松动、法兰密封缺陷，杜绝无组织泄漏；集气区域严禁明火、严禁违规动火作业。

（2）压缩机组选用防爆型设备，配套超压联锁、紧急停机装置；设置高低压压力报警、超压泄放、回火防止器，避免压缩超压、回火爆炸；气体预处理设置除尘、脱水装置，防止杂质、液态水损坏设备引发泄漏。

（3）充装区域划定防爆防火分区，地面硬化防渗、设置围堰及导流措施；配备可燃气体探测报警器、固定式消防器材、静电接地装置；充装作业严格执行静电跨接、接地操作，防止静电积聚引燃气体。

（4）运输车辆必须具备危化品运输资质，罐体定期耐压检测、探伤检验合格；车载安全阀、紧急切断阀、压力表、灭火器材完好有效，不合格车辆严禁进厂充装。

（5）装车前检查车辆静电接地、车况、密封接口；装卸软管选用高压专用耐压软管，加装紧急切断阀；装车期间专人监护，杜绝跑冒滴漏，作业完毕后逐项检查密封点无泄漏方可离场。充装系统设置压力联锁与定量充装控制，压力异常自动切断进气，防止罐体超压破裂、气体大量泄漏。

（6）合理规划运输路线，避开集中居民区、水源保护区、学校、医院等环境敏感目标；避开地质灾害路段、狭窄乡村道路，尽量远离地表水体、农田集中区。

（7）驾驶员、押运员持证上岗，定期开展安全培训及应急演练；车辆限速行驶，严禁超速、疲劳驾驶、违规变道；高温、暴雨、大风等恶劣天气减少或暂停运输。

（8）槽车全程保持紧急切断阀完好，配备便携式可燃气体检测仪、堵漏工具、干粉灭火器、防火毯、防爆工具；罐体明显位置张贴危化品警示标识、限速禁火标识。

（9）运输车辆安装 GPS 实时定位系统，企业全程跟踪运输轨迹，异常停车、偏离路线及时预警处置。

7.6.10 危险废物运输风险防范措施

本项目危险废物交由第三方有危险废物运输和处置资质的单位进行运输和处置。

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接收地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.6.11 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，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）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，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（2）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，并严格遵守开、停工规程。

（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）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

（6）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（7）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的烦琐操作过程。

7.7 风险事故应急处理措施

7.7.1 火灾、爆炸事故应急措施

（1）火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

（2）值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

（3）事故点当班负责人立即通知停止输气、卸气等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转气等工艺处理。

（4）设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

（5）进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

（6）根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

（7）组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

7.7.2 突发有毒气体扩散事件的处理

（1）采取有效措施，尽快切断污染源。

（2）迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

（3）布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、气压、风向、风力等）。

（4）做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

（5）对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

7.7.3 安全防护

（1）应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

（2）受灾群众的安全防护

（3）协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

7.7.4 气体泄漏应急措施

（1）管道发生断裂、漏气事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的气体扩散。

（2）发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断煤层气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

（3）泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

（4）若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

（5）事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

（6）严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

7.7.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

7.7.6 运输风险防范措施

项目运营单位应配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。车辆在采出液装卸过程中应安装隔热和熄灭火星装置，并配装导静电橡胶拖地带装置。行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。行车途中应勤检查，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至有相应处置资质单位处置。

7.8 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

环境风险管理措施情况见表 7.8-1。

表 7.8-1　环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格

序号	检查项目	现有状态
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

7.8.1 消防设施及安全管理

（1）消防设施

采气井场不设消防水设施。本项目的输送系统为管输方式，易燃易爆和可燃物料在操作条件下置于管道中，各个连接处采用密封措施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），采气井场属于五级站场，站场可不设置消防给水设施，初期火灾，由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救即可满足要求。

脱水增压站配备一定数量的灭火器。采气井场依托周围脱水增压站已建消防设施。

（2）消防安全管理

阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司有较健全的消防安全制度和操作规程，设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

7.8.2 安全生产管理

阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

7.9 突发环境事件应急预案

本项目投产后由阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司管辖。阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得阿克苏地区生态环境局拜城县分局的备案，备案编号为 652926-2026-011-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

7.9.1 井场泄漏处置

（1）伴有甲烷等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.9.2 管道泄漏处置

（1）输气、输水管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输气、输水管道泄漏的围控、处置；

⑤集输管道泄漏、含油污泥回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

（2）管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

（3）水气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

（4）井喷失控

①伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b.监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

c.现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

d.条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

②引发火灾、爆炸时

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

b.条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

c.井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

d.依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

③遇险人员应急撤离条件

a.井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

b.空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度25%～30%、3%以上，且无法有效控制时；

c.由于各种原因（如煤层气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

d.由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.9.3 集气增压脱水站泄漏处置

（1）站场设备泄漏

①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的煤层气进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④站场污水罐废水泄漏采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

（2）伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（3）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.10 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为集输管线和储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 7.10-1　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县			
地理坐标	经度	***	纬度	***
主要危险物质及分布	主要危险物质为煤层气（甲烷）、废导热油和废润滑油，煤层气（甲烷）储存于设备和管道，废导热油和废润滑油储存于危废间。			
环境影响途径及危害后果 （大气、地表水、地下水等）	1.井场发生井喷、井漏，会对周边大气环境、地下水环境及土壤环境造成不利影响。 2.罐车、储罐、危废库发生泄漏事故造成泄漏，会对周边土壤、大气环境、地下水环境产生不利影响。			
风险防范措施要求	1、设立标志，加强巡检，防止人为破坏。建成营运后，要提高操作人员的素质和管理水平，防止或减少事故风险的发生。 2、重视环境管理工作，加强监督，及时发现处理设施存在的隐患。 3、加强日常设施的维护和保养。 4、采取分区防渗，设置事故池。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。				

表 7.10-2　建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。					
风险调查	危险物质	名称	甲烷	机械设备废油	废导热油	废润滑油	柴油
		存在总量	37.17t	18.1t	17.96	18.6t	5t
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数＞500 人		5km 范围内人口数 1 万＜人数＜5 万人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）＞100 人				
		地表水	地表水功能敏感性	F1 □	F2 □	F3☑	
			环境敏感目标分级	S1 □	S2 □	S3☑	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 □	G2 □	G3☑	
			包气带防污性能	D1□	D2☑	D3 □	
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1□	1≤Q＜10☑	10≤Q＜100 □	Q＞100 □	
		M 值	M1 □	M2 □	M3☑	M4 □	
		P 值	P1 □	P2 □	P3 □	P4☑	
环境敏感程度		大气	E1 □	E2☑		E3□	
		地表水	E1□	E2 □		E3☑	
		地下水	E1 □	E2□		E3☑	
环境风险潜势		IV^+□	IV □	III □	II☑	I□	

评价等级		一级□	二级□	三级☑	简单分析□
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑	
	环境风险类型	泄漏☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑	
	影响途径	大气☑		地表水☑	地下水☑
事故情形分析		源强设定方法	计算法☑	经验估算法□	其他估算法□
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □	其他□
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__/__m		
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__/__m		
	地表水	最近环境敏感目标___/___，到达时间_____h			
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d			
		最近环境敏感目标_____，到达时间_____d			
重点风险防范措施		安装防喷器和控制装置			
评价结论与建议		项目正常运行下，不会有环境风险事故发生，环境风险事故发生均由管理制度不健全、生产管理疏忽等因素产生，运行中落实风险防范措施，完善风险管理制度和管理机构人员，项目环境风险可以接受。			

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构及职责

企业管理采取厂长负责制，企业环境保护工作由副厂长负责监督落实，安全环保科负责环境保护工作，负责环保设备的运行管理和生产设备管理工作，以及企业安全与环保、节能减排等工作，还包括建设项目环境影响评价和“三同时”竣工验收、环保设施运行、环境监测、环境污染事故处理等工作，并配合当地环保部门开展本企业的相关环保执法工作等。

（1）主管厂长职责

①负责贯彻执行国家环境保护法、环境保护方针和政策。

②负责建立完整的环保机构，保证人员的落实。

（2）安全环保科职责

①贯彻上级领导或生态环境部门有关的环保制度和规定。

②建立环保档案，包括环评报告、环保工程验收报告、污染源监测报告、环

保设备运行记录以及其他环境统计资料，并定期向当地环境保护行政主管部门汇报。

③汇总、编报环保年度计划及规划，并监督、检查执行情况。

④制定环保考核制度和有关奖罚规定。

⑤对污染源进行监督管理，贯彻预防为主的方针，发现问题，及时采取措施，并向上级主管部门汇报。

⑥负责组织突发性污染事故的善后处理，追查事故原因，杜绝事故隐患，并参照企业管理规章，提出对事故责任人的处理意见，上报公司。

⑦对环境保护的先进经验、先进技术进行推广和应用。

⑧负责环保设备的统一管理，每月考核一次废气治理设施、污水处理设施的运行情况，并负责对环保设施的大、中修的质量验收。

⑨组织职工进行环保教育，搞好环境宣传及环保技术培训。

（3）相关职责

①在公司领导下，做好生产区、办公区和生活区的绿化、美化工作。

②按照“门前三包卫生责任制”，检查、督促各部门做好卫生、绿化工作。

③组织做好垃圾的定点堆放和清运工作，以及道路的清扫工作。

（4）处理站环保人员职责

①负责本部门的具体环境保护工作。

②按照安全生态环境部的统一部署，提出本部门环保治理项目计划，报安全生态环境部及各职能部门。

③负责本部门环保设施的使用、管理和检查，保证环保设施处于最佳状态。车间主管环保的领导和环保员至少每半个月对所辖范围内的环保设备工作情况进行一次巡回检查。

④参加厂内环保会议和污染事故调查，并上报本部门出现的污染事故报告。

8.1.2 环境管理体制

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“达标排放”的原则，在生产过程中，气田排采水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对煤层气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，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。结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役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	监督单位
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，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		植被	保护荒漠灌丛、草地植被，收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		防沙治沙、水土保持	主体工程与水保措施和防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
			措施等		
		重点区段	项目采气井口、井场、站场、储水池及集输管线尽量避让，减少占用、破坏植物		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量，避免水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑、泥浆按规范处置；废振动筛交由废旧物资回收单位回收处置，危废均得到合规处置；建筑垃圾定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理		
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保持知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。 定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染防治	废水	对污水收集设施进行定期维护		
		废气	对机械设备、管线定期检测、维护； 对大气环境进行定期监测		
		固体废物	贮存在站场危废贮存库，委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
	事故风险		制定事故应急预案，对重大隐患能够快速做出反应并及时处理		
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染防治	废气	在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染		
		废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
		噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，

主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与阿克苏地区环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2　施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线敷设	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.3.2 运营期环境管理

（1）日常环境管理

1）搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，气田排采水管输至拜城产业园区污水处理厂处理，不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

2）加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

3）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提

高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4）加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.3.3 开发后期管理

根据气田开发规律，一般气井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运，重新恢复地面植被。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在气田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.3.4 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3　闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。地面以上井口装置拆除，地面以下保留管道，避免二次生态影响。	阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司	阿克苏地区生态环境局及所在行政区环境保护行政主管	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.4 其他环境管理要求

8.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

（1）根据国家环境保护总局环发〔1999〕24 号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，并列入环保竣工验收内容。

（2）废气排放口、噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按 GB15562.1-1995 执行。

（3）排污口立标：污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面 2m。

（4）根据《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023），大气污染物排放口许可管理要求，包括污染物排放种类、污染物排放标准名称、许可排放浓度、许可排放速率、许可排放量、监测技术、监测频次等。工业固体

废物贮存/处置设施信息包括工业固体废物贮存/处置设施名称、编号、类型、位置、利用/处置方式、贮存/利用/处置能力、贮存设施面积、贮存/利用/处置废物的类别、名称、代码、危险特性、物理性状、产生环节、去向、污染防控技术要求、台账记录等。

（5）根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险废物标签二维码的编码数据结构中应包含数字识别码的内容，信息服务系统所含信息宜包含标签中设置的信息。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位可利用电子标签等物联网技术对危险废物进行信息化管理。

（6）排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。

8.1.4.2 环境影响后评价要求

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）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3～5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。天然气开采建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司整体开展环境影响后评价工作。

8.2 企业自主验收

（1）建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

（2）建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报

告。

（3）建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

（4）建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1　拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施工期	废水	管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
		压裂返排液	井场	收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用	回收至储水池 依托拜城产业园区污水处理厂处理	100%循环使用
		废洗井液	井场	排入收集罐后可用于后续其他井场使用。最终无法利用的拉运至储水池，集中收集后管输至拜城产业园区污水处理厂处理	回收至储水池 依托拜城产业园区污水处理厂处理	满足拜城产业园污水处理厂进水水质标准
		生活污水	生活营地	暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理	收集至临时储集池，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理	——
	废气	施工扬尘	钻井井场、站场、储水池、管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		柴油发电机燃油燃烧废气、车辆废气	钻井井场、站场、储水池、管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国六准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度要求
		焊接废气	管线施工场地	无组织排放	——	——
	噪声	施工噪声	钻井井场、站场、储水池、管线施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
	固废	钻井岩屑、泥浆	钻井井场	①钻井泥浆：泥浆经固液分离装置分离后循环使用；②钻井岩屑；岩屑收集暂存在井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式	固液分离装置	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）
		废振动筛	钻井井场	废振动筛由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置	——	零排放
		废弃防渗膜、机械设备废油、废油桶、含油抹布、劳保用品	钻井井场	暂存于井场的危废暂存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置	依托有资质的单位进行清运处置	零排放
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
		建筑垃圾	钻井井场	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	——	零排放
		生活垃圾	钻井井场	集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理	依托拜城县垃圾填埋场	零排放
	生态恢复	水土流失、土地沙化	井场、站场、储水池、管线	恢复地貌	永久占地：325850.3m^2 临时占地：2517069m^2	恢复地貌
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
		工程占地	井场、站场、储水池、管线	严格控制占地范围		

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆处理情况		
运营期	废水	排采水	井场、储水池	定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理	依托拜城产业园区污水处理厂	经处理后满足拜城产业园污水处理厂排放标准
		分离废水、循环冷却废水、检修废水	站场	进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理	收集至污水罐 依托拜城产业园区污水处理厂	
		餐饮废水	站场	排入隔油池，经过隔油后进入 20m³ 化粪池储存，定期送至拜城县污水处理厂处理	收集至隔油池 依托拜城县污水处理厂	——
		生活污水	站场	排入站外新建 20m³ 化粪池收集后，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理	排入化粪池 依托拜城县污水处理厂	——
	废气	烃类无组织挥发	井场、站场、管线集输过程	大部分密闭管线集输，部分零散气回收，由 CNG 槽车拉运至集气增压脱水站。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	若干	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		食堂油烟	站场	通过油烟净化设施处理	/	《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）
	噪声	各类机械设备	站场	低噪声设备	若干	——
	固废	含油污泥	站场	暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	——	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
	清管废渣	管线	暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	回收罐若干	危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
	废润滑油、废油桶、废弃防渗膜、含油抹布、劳保用品、废分离器滤芯、废导热油	井场、站场	暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	——	
	废分子筛、废离子交换树脂	站场	交由生产厂家回收处置	——	——
	生活垃圾	站场	收集至垃圾桶，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋	垃圾箱若干	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
地下水污染防治措施	井场净化罐、油水罐区、废料场、钻井液用房、发电房、废料场、固液分离装置区、岩屑池、钻井井口、危险废物贮存点等为重点防渗区，重点防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚、渗透系数为 1.0×10^{-7}m/s 的黏土层的防渗性能，一般防渗区为化工爬犁、材料爬犁、材料房，防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 1.0×10^{-7}m/s 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区				防止含油污泥泄漏、污水泄漏污染站场/井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
环境管理	成立环保领导小组，安排环保管理工作人员 1 人				环境质量达标
	环保设施与措施、环境管理规章制度、环境风险事故应急预案				

8.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 环境监理人员要求

（1）环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

（2）必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

（3）具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 环境监理人员主要职责

（1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

（2）及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

（3）协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

（4）对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场、集气增压脱水站、储水池等	（1）井位布设是否满足环评要求 （2）各井场、集气增压脱水站、储水池的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； （3）施工作业是否超越了限定范围； （4）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集气管线、输水管线沟开挖现场	（1）集气管线、输水管线路由是否满足环评要求 （2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； （3）施工作业是否超越了作业带宽度； （4）挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； （5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	（1）是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 （2）是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	（1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； （2）施工季节是否合适； （3）有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场和集气增压脱水站，其在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故，

则应开展相应的应急监测及跟踪监测，并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》，并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	执行标准	监测单位
环境质量	生态环境	1 次/年	井场、集气增压脱水站、储水池及集输管线沿线		植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复等	/	委托监测或建设单位自行监测
	大气	1 次/半年	项目区下风向		非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	
	地下水*①	1 次/半年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层		pH、溶解性总固体、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬等	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	
	土壤*②	1 次/年	根据土壤环境监测技术规范（HJ/T166-2004）在项目井场、储水池、管线、储罐、集气增压脱水站及周边布点采样分析		pH、、土壤盐分含量	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
污染源	无组织废气	1 次/季度	井场、集气增压脱水站厂界		非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	
		1 次/半年	设备与管线组件泄漏检测*③	泵、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、法兰及其他连接件、/其他密封设备	泄漏监测值	/	

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	执行标准	监测单位
		1 次/年		法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	/	
	昼夜噪声	1 次/季度	井场、集气增压脱水站厂界四周		等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	土壤	1 次/5 年	井场、集气增压脱水站厂界		砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
	废水	1 次/年	储水池的水		溶解性总固体、化学需氧量、氨氮、氯离子、硫酸根离子	/	
	生态	1 次/5 年	井场、站场、储水池及集输管线沿线		对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等	/	

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的监测方法及其他相关要求按 HJ733、GB39728 的规定执行。

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

表 8.4-3　退役期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
地下水	1 次/5 年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层	pH、溶解性总固体、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬等	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	委托监测或建设单位自行监测
土壤	1 次/5 年	根据土壤环境监测技术规范（HJ/T166-2004）在项目井场、储水池、管线、储罐、集气增压脱水站及周边布	pH、土壤盐分含量	《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）	

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
		点采样分析		中第二类用地筛选值	

注：退役期地下水、土壤监测根据后期监测情况可适当减少监测频次。

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1　本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于施工场地降尘	2484.83m^3	0	综合利用，不外排	—
		压裂返排液	溶解性总固体、氯化物、钠等	收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用	80530.85m^3	0	100%循环使用	—
		废洗井液	溶解性总固体、氯化物、钠等	排入收集罐后可用于后续其他井场使用。最终无法利用的拉运至储水池，集中收集后管输至拜城产业园区污水处理厂处理	/	/	满足拜城产业园污水处理厂进水水质要求	—
		生活污水	COD、BOD_5、SS	暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理	1094m^3	0	—	—
	废气	采气井、站场、储水池及输送管线施工	扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆废气、焊接废气	洒水降尘、使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	作业面小，起尘量较少	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	—
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	无弃方	0	—	—
		施工人员	生活垃圾	集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理	13.68t	0	—	—
		钻井井场	钻井岩屑	岩屑经固液分离装置分离后进井场岩屑储池，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式	316863.89t	0	—	—
			废振动筛	由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置	50.20t	0	—	—
			废弃防渗膜	暂存于井场的危废暂存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置	10.86t	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—
			机械设备废油及废油桶		18.1t	0		—
			含油抹布、劳保用品		1.87t	0		
			建筑垃圾	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	少量	0	—	—
	噪声	施工机械	等效连续 A 声级	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理	60～105dB（A）	40~85dB（A）	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	—
运营期	废水	排采水	溶解性总固体、氯化物、钠等	定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理	1.79×10^{6}m^3/a	0	经处理后满足拜城产业园污水处理厂排放标准	——
		分离废水		进污水罐暂存，通过罐车拉运至拜城产业园区污水处理厂处理	5451.41t/a	0		——
		循环冷却废水			660m^3/a	0		——
		检修废水			10m^3/a	0		——
		餐饮废水	SS、COD、BOD_5、动植物油	排入隔油池，经过隔油后进入 20m^3 化粪池储存，定期送至拜城县污水处理厂处理	396m^3/a	0	——	——
		生活污水	COD、BOD_5、SS	排入站外新建 20m^3 化粪池收集后，定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理	211.2m^3/a	0	——	——
	废气	煤层气储运、输送	NMHC	无组织排放	39.75t/a	39.75t/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	—
		站场运营管理人员	食堂油烟	通过油烟净化设施处理	1.46kg/a	1.46kg/a	《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）	—
	固废	含油污泥		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	390.39t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB	—

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
		清管废渣		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	0.16t/次	0	18597-2023）	
		废润滑油		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	18.6t/a	0		
		废油桶		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	0.06t/a	0		
		废弃防渗膜		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	3.62t/a	0		
		含油抹布、劳保用品		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	0.02t/a	0		—
		废分离器滤芯		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	0.85t/a	0		—
		废导热油		暂存于站场危废贮存库，定期委托有资质的单位处置	17.96t/3a	0		—
		废分子筛		交由生产厂家回收处置	9t/a	0	——	—
		废离子交换树脂		交由生产厂家回收处置	0.15t/a	0	——	
		生活垃圾		收集至垃圾桶，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋	1.65t/a	0	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）	—
	噪声	各类机械设备	等效连续 A 声级	选用低噪声设备，减振垫、定期维护保养	80~90	60~70	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	—

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

项目名称：新疆库拜区域瓦斯治理工程一期（拜城区域）

建设单位：阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司

项目性质：新建

建设地点：项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县拜城矿区。

建设内容：新钻井 362 口；新建（扩建）28 座井场，新建 24 座，扩建 4 座，利用原井场 39 座；新建储水池 3 座，新建集气支线 20.7km、集气干线 36.7km，输水管线 187.87km；电力线 71.5km；新建道路 28093m；拜城中区中段新建 1 座 30 万方集气增压脱水站。拜城东区及边缘井零散气回收（第三方）。同时配套建设相应的供配电、自动化控制、通信、给排水等附属设施工程。

产能规模：本工程建成投产后，产煤层气 $5.58\times10^8 m^3/a$。

项目投资和环保投资：项目总投资 318204.38 万元，环保投资约 4320 万元，占总投资的 1.36%。

劳动定员及工作制度：运营期集气增压脱水站劳动员为 26 人。由阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司负责管理运行。

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

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

项目所在区域内空气污染因子 PM_{10} 浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准和《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡期二级标准，$PM_{2.5}$ 不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡期二级标准，SO_2、NO_2、CO、O_3 年均值均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中二级标准和《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡期二级标

准的要求，判定项目所在区域为不达标区。非甲烷总烃小时均值满足《大气污染物排放标准详解》中 2.0mg/m^3 标准要求；项目所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.1.2.2 水环境质量现状

（1）地表水

区域地下水监测点位监测因子均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准

（2）地下水

区域各地下水监测点的各监测项目中除总硬度超标外，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求。

9.1.2.3 声环境质量现状

本次评价期间对声环境质量进行了现场监测，声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目建设场地土壤环境质量各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值；占地范围外评价区土壤环境质量的各监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 条件下的风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，项目区无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。项目区所属的拜城县属于塔里木河流域重点治理区。项目区土地利用类型主要为裸地、天然牧草地、其他草地、人工牧草地、内陆滩涂、一般耕地（水浇地）、村庄、河流水面、有林地和其他林地，生态系统为荒漠生态系统，生态系统较为简单。该区域植被类型主要为无植被区、沙生针茅草原和天山猪毛菜荒漠，整个区域植被覆盖度在植被盖度约 10%~20%，区域内除受气田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持

原自然荒漠生态环境。区域土壤属于棕钙土、灰棕漠土、棕漠土、栗钙土、草毡土、绿洲土，土壤未受到气田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，分布较为稀疏，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

9.1.3 主要环境影响及环保措施

9.1.3.1 环境空气

（1）施工期废气：主要为井场工程、站场工程、储水池建设和管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气、施工车辆尾气及焊接废气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：主要为煤层气集输过程无组织排放的烃类气体，本项目煤层气开采、集输绝大部分井采用密闭集输工艺，拜东区域及边缘井采用零散气回收，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。经预测，各井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 4mg/m^3）。食堂油烟通过油烟净化设施处理后达标排放。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境

施工期产生的废水主要是钻井废水、压裂返排液、废洗井液、管线试压废水及生活污水。钻井废水经固液分离装置分离后循环利用，不外排；压裂返排液收集至压裂返排液收集罐中，100%循环使用；废洗井液排入收集罐后可用于后续其他井场使用，最终无法利用的拉运至储水池，集中收集后管输至拜城产业园区污水处理厂处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水；生活污水暂存在生活营地附近设置的临时储集池内，定期由吸污车清运至拜城县生活污水处理厂处理。

本项目运营期的排采水由管线管输至储水池，定期由管线管输至拜城产业园区污水处理厂处理；集气增压脱水站产生的分离废水、循环冷却废水、检修废水收集在检修卧式污水罐（容积 20m^3）橇车内，定期拉运至拜城县产业园区污水

处理厂处理；餐饮废水排入隔油池，经过隔油后进入 20m^3 化粪池储存，与生活污水定期由吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。

事故状态下对地下水的污染主要为排采池、污水罐泄漏和井漏等，排采池、污水罐泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井漏事故对水环境的污染是地下水窜层，造成含水层水质污染。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

9.1.3.3 声环境

项目区 200m 范围内有 3 处声环境敏感点，经预测结果可知，噪声可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）的要求，且施工期、退役期噪声影响均是暂时性的，待工程结束后影响也随之消失。

工程运营期各噪声源源强较低，对周围声环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物

（1）施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑经固液分离装置分离后临时贮存在井场的岩屑储池中，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；废振动筛由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；机械设备废油及废油桶、废弃防渗膜、含油抹布、劳保用品暂存在井场的危废贮存点，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后由施工单位定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理；施工人员生活垃圾集中收集后送至拜城县垃圾填埋场填埋处理。

（2）运营期：主要为清管废渣、含油污泥、废弃防渗膜、废润滑油、废油桶、含油抹布、劳保用品、废分子筛、废离子交换树脂、废分离器滤芯、废导热油、生活垃圾。清管废渣、含油污泥、废弃防渗膜、废润滑油、废油桶、含油抹布、劳保用品、废分离器滤芯、废导热油收集至站内危废贮存库暂存，定期委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置；废分子筛、废离子交换树脂交由生产厂家回收处置；生活垃圾集中收集后，定期送生活垃圾填埋场卫生填埋。采取以

上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上分析，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

9.1.3.6 环境风险

本工程发生风险事故的类型主要为管线、储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.5 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

（2）加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强输气、输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

（3）建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

（4）含油污泥等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。

（5）项目采气井口及井场及集输管线占地范围内尽量避让荒漠植被。

（6）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（7）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。