

大北 1301 井集输工程

环境影响报告书

(报审版)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

塔里木油田分公司

评价单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二〇二三年九月

目 录

1 概述	2
1.1 任务由来及背景	2
1.2 项目特点	3
1.3 环境影响评价工作过程	4
1.4 分析判定相关情况	5
1.5 主要环境问题及环境影响	21
1.6 环境影响评价主要结论	23
2 总则	24
2.1 编制依据	24
2.2 评价原则	28
2.3 环境影响因素识别与评价因子	29
2.4 评价工作等级和评价范围	31
2.5 评价标准	40
2.6 环境功能区划	44
2.7 环境保护目标	45
3 工程概况及工程分析	47
3.1 区块开发现状及回顾性分析	47
3.2 依托工程	58
3.3 拟建工程	69
3.4 污染物排放统计	110
3.5 总量控制	111
4 环境现状调查与评价	113
4.1 自然环境现状调查与评价	113
4.2 环境敏感区调查	117
4.3 环境质量现状监测与评价	120
5 环境影响预测与评价	148
5.1 施工期环境影响分析	148
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	160
5.3 运营期地表水环境影响分析	164

5.4 地下水环境影响预测与评价	168
5.5 运营期声环境影响预测与评价	192
5.6 运营期固体废物环境影响分析	196
5.7 运营期生态环境影响分析	197
5.8 运营期土壤环境影响分析	198
5.9 运营期环境风险评价	204
5.10 闭井期环境影响分析	213
6 环境保护措施可行性论证	216
6.1 大气污染防治措施可行性论证	216
6.2 废水治理措施及其可行性论证	217
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	219
6.4 固废治理措施及其可行性论证	220
6.5 生态环境保护措施可行性论证	222
6.6 土壤环境保护措施	229
7 环境影响经济损益分析	231
7.1 环境影响分析	231
7.2 社会效益分析	231
7.3 经济效益分析	231
7.4 环境措施效益分析	234
7.5 小结	235
8 环境管理与监测计划	236
8.1 环境管理	236
8.2 污染物排放管理要求	245
8.3 环境监测计划	248
8.4 环境保护“三同时”验收	250
8.5 环境影响后评价	252
9 环境影响评价结论	254
9.1 结论	254
9.2 要求与建议	258

附图附件

附图：

- 附图 1：项目地理位置图；
- 附图 2：井场位置及周边关系示意图；
- 附图 3：项目主要依托工程位置关系图；
- 附图 4：生态功能区划图；
- 附图 5：阿克苏地区环境管控单元分布图；
- 附图 6-1：大气、噪声、土壤现状监测布点图；
- 附图 6-2：地下水质量现状监测布点图；
- 附图 7：项目区域土壤类型图；
- 附图 8：项目区域土地利用现状类型图；
- 附图 9：项目区域植被类型图；
- 附图 10：项目与新疆生态保护红线位置关系图。

附件：

- 附件 1：大北 1301 井钻井工程（勘探井）环评批复；
- 附件 2：现有工程环评批复及验收意见；
- 附件 3：依托工程环评批复及验收意见；
- 附件 4：博大油气开发部排污登记回执；
- 附件 5：博大油气开发部应急预案备案表；
- 附件 6：环境质量现状监测报告；
- 附件 7：建设单位承诺书；
- 附件 8：项目环评委托书；
- 附件 9：建设项目环境影响报告书审批基础信息表。



大北 1301 井场



DB902 阀室



项目区域现状

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t。按照塔里木油田总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。

克拉苏气田位于库车山前区，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。天然气资源量为 20856.65×10⁸m³，其天然气产量已达到 300×10⁸m³/a。气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿 m³/a 应急气量的资源能力，有望成为塔里木第一大气田，近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，克拉苏气田包含克拉 2 区块、大北区块、克深区块和博孜区块等四个区块，形成了克拉 2、克深和大北三处天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供有力保障。

大北区块位于拜城县境内，至 2022 年底，共 43 口生产井，开井数 35 口，设置 4 座集气站（大北 3 集气站、大北 11 集气站、大北 101 集气站、大北 201 集气站），是克拉苏气田的重要组成部分。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于 2022 年 5 月委托阿克苏净源环境科技有限责任公司编制《大北 1301 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》，新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局于 2023 年 2 月 10 日出具该报告表环评批复（阿地环审〔2023〕100 号），大北 1301 井钻井工程（勘探井）工程建设内容包括：主体工程（钻前工程、钻井工程、钻后工程、油气测试工程等）、辅助公用工程（供电、供水工程等）、环保工程（应急池、放喷池、钻井废弃物不落地处理系统等），办公及生活设施（全部为活动房），以及仓储工程（泥浆储备罐等）等。在勘探井建设过程中，周边其他井已发现油气资源，塔里木油田分公司即决定将大北 1301 井进行开发，由于钻井期应急池等建设内容发生变化，大北 1301 井建设性质由批复的勘探井拟改为开采井，属于建设项目性质变动，属于重大变更，因此该项目需重新报批。

为了满足大北区块产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 7534.53 万元在新疆阿克苏地区拜城县克拉苏气田内实施“大北 1301 井集输工程”，将大北 1301 井勘探井改为开采井，重新

进行环境影响评价。本次工程主要建设内容为：部署 1 口气井，设计井深 5742m，目的层为白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组（未穿）；新建大北 1301 井至 DB902 阀室管道 3.34km；配套自动控制、通信、供配电、给排水等辅助系统工程。项目建成后，预计新增产气规模 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产油规模 0.57t/d。

1.2 项目特点

本项目生态影响和环境污染并重，且施工期、运营期对环境的影响并不相同。生态环境影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等；环境污染主要体现在施工期施工废水、废气、噪声、固废及运营期废气、废水、固废等污染物的产生，特点如下：

（1）本项目将大北 1301 井钻井工程纳入本工程重新进行评价，本次评价施工期包括钻前、钻井及地面工程三部分。

（2）项目采用电加热器加热方式，项目运营期无加热炉燃烧废气产生。

（3）项目施工期设临时生活区，生活污水经设置的防渗污水收集池（撬装组合型钢板池）收集，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；压裂酸化返排液在各井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。管道试压废水用于场地洒水抑尘。运营期不新增生活废水，生产废水主要为采出水和井下作业废水；其中，采出水随凝析油一起输送至大北天然气处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

（4）采出气通过新建采气管线输送至 DB902 阀室后通过大北区块集气干线输送至大北 11 集气站，最终输送至大北天然气处理厂处理，DB902 阀室和大北 11 集气站富余处理能力可满足本项目需求，依托可行。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪等措施。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应等措施，防止对地下水造成污染。

（5）项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

（6）施工期剩余土方用于管线施工作业带平整，不外运。在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土

泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排；泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；井场设有油基固废贮存点，贮存点为使用铁罐（容积约 50m³）盛装油基固废交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理。施工废料、水泥基础首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置。含油废物和废烧碱包装袋收集后暂存于撬装危废暂存间，由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场进行处置。运营期落地油泥、清管废渣、含油废物分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；闭井期建筑垃圾收集后送拜城县产业园区固废填埋场进行处置，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；废防渗材料交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。采取以上措施后，降低对周围环境影响，环境影响可接受。

（7）项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对土壤环境的影响可接受。

（8）项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、危险废物等，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.3 环境影响评价工作过程

本项目属于天然气开采项目，位于拜城县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《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），项目所在拜城县属于塔里木流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年 12 月 29 日修正）》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业 07-8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2023 年 6 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托河北奇正环境科技有限公司承担该项目的环境影响评价工作。评价单位在接受委托后，首先对工程设计资料等内容进行了研究和分析，在此基础上，环评单位工作人员进行了现场踏勘，并进行了资料收集。结合工程资料，根据国家有关环境保护法律法规的有关规定，分析判定建设项目规模、性质和工艺路线等与国家有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划的符合性。并与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单进行对照，按照环境影响评价相关技术导则以及评价区域功能规划、环境规划、相关法规等要求，编制《大北 1301 井集输工程环境影响报告书》。

根据《环境影响评价公众参与办法》规定，2023 年 6 月 12 日，建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网进行了本项目公众参与第一次公示。2023 年 7 月 18 日，建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网进行了本项目环境影响评价征求意见稿公示。2023 年 7 月 21 日、7 月 22 日，建设单位在“农民日报”报刊上进行了本项目公众参与公示，符合《环境影响评价公众参与办法》要求，公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。环评单位编制了《大北 1301 井集输工程环境影响报告书（送审版）》。

1.4 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性

项目对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），属于目录中第七类“石油、天然气”中第一条“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

对照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求。

（2）相关环保政策符合性

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）、《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）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人大常委会常务委员会公告第 7 号）等的符合性见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目与相关环保政策的符合性

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）要求	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	本次评价提出严格风险防范措施，可有效减少环境污染和生态破坏事故发生的可能性；项目提出了总量控制要求。	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）要求	本项目建设布局合理，占地面积较少；开采油气集中进入大北天然气处理厂处理，危险废物定期交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目天然气输送过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用合适的植物进行植被恢复	本项目已提出生态环境影响减缓措施	符合
	《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）》（新发改规划〔2017〕891 号）		不涉及
新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业（新发改规划〔2017〕1796 号）			
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求	本项目废水不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评	本项目建设内容为大北 1301 井和配套输送管线，属于大北区块扩建项目。本次环评深入评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，并提出有效的生态环境和环境风险防范措施。本次评价	符合

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
	文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	对现有工程环境影响进行了回顾性评价，并对现有工程存在的环境问题提出了有效的防治措施。	
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	博大油气开发部已编制突发环境事件应急预案，并已备案（备案号 652926-2020-003）	符合
	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注	项目采出水随凝析油一起输送至大北天然气处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。	符合
	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。	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本工程已提出生态保护和生态恢复治理方案，并进行公示和接受社会监督。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国	项目采用先进技术、工艺和设备，不涉及国家和自	符合

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
	家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	
	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	本项目要求建设单位定期对集输管线进行巡查、检测和防护。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家有关法规；不具备处置、利用条件的，应当送由区域具有危废处置资质的公司接收处理。	本项目危险废物的收集、运输、处置符合国家和自治区有关规定，运营期产生危险废物收集后直接委托库车畅源环保科技有限公司运输、处置。	符合
	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本次评价要求本项目实施环境监理，各种污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、投产使用。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（中华人民共和国地质矿产行业标准 DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目开发方案设计考虑了区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺成熟且先进。	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机	本项目为天然气开发项目，为了全面控制和减缓项目造成的环境影响，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境	符合

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
会 1996.07.29)	构依法实施环境监理。	监理。	
《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)	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》(HJ19-2011) 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。	本次评价分析了实施过程中对周边沙化土地的影响, 并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合
《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》(阿行署办〔2019〕29 号)	严禁违规占用耕地绿化造林。 要严格执行土地管理法、基本农田保护条例等法律法规, 禁止占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物。违规占用耕地及永久基本农田造林的, 不予核实造林面积, 不享受财政资金补助政策。退耕还林还草要严格控制在国家批准的规模和范围内, 涉及地块全部实现上图入库管理。正在违规占用耕地绿化造林的要立即停止。	本项目不涉及绿化造林。	符合
	严禁超标准建设绿色通道。 要严格控制铁路、公路两侧用地范围以外绿化带用地审批, 道路沿线是耕地的, 两侧用地范围以外绿化带宽度不得超过 5 米, 其中县乡道路不得超过 3 米。铁路、国道省道(含高速公路)、县乡道路两侧用地范围以外违规占用耕地超标准建设绿化带的要立即停止。不得违规在河渠两侧、水库周边占用耕地及永久基本农田超标准建设绿色通道。今后新增的绿色通道, 要依法依规建设, 确需占用永久基本农田的, 应履行永久基本农田占用报批手续。交通、水利工程建设用地范围内的绿化用地要严格按照有关规定办理建设用地审批手续, 其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。禁止以城乡绿化建设等名义违法违规占用耕地。	本项目不涉及建设绿色通道。	符合
	严禁违规占用耕地挖湖造景。 禁止以河流、湿地、湖泊治理为名, 擅自占用耕地及永久基本农田挖田造湖、挖湖造景。不准在城市	本项目不涉及挖湖造景。	符合

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
	建设中违规占用耕地建设人造湿地公园、人造水利景观。确需占用的，应符合国土空间规划，依法办理建设用地审批和规划许可手续。未履行审批手续的在建项目，应立即停止并纠正；占用永久基本农田的，要限期恢复，确实无法恢复的按照有关规定进行补划。		
《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2019〕29号）	严禁占用永久基本农田扩大自然保护地。 新建的自然保护地应当边界清楚，不准占用永久基本农田。目前已划入自然保护地核心保护区内的永久基本农田要纳入生态退耕、有序退出。自然保护地一般控制区内的永久基本农田要根据对生态功能造成的影响确定是否退出，造成明显影响的纳入生态退耕、有序退出，不造成明显影响的可采取依法依规相应调整一般控制区范围等措施妥善处理。自然保护地以外的永久基本农田和集中连片耕地，不得划入生态保护红线，允许生态保护红线内零星的原住民在不扩大现有耕地规模前提下，保留生活必需的少量种植。	本项目不占用永久基本农田，不涉及自然保护地。	符合
	严禁违规占用耕地从事非农建设。 加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	本项目占地不涉及耕地。	符合
	严禁违法违规批地用地。 批地用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、	本项目不涉及违法违规批地用地。	符合

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
	标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。		
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133 号)	项目正式投入生产或运营后，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。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外	本项目提出定期进行后评价要求。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)	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。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。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。	本项目建设周期为 315 天，临时占地主要为裸地，不涉及耕地占用，施工完成后临时用地进行土地恢复。	符合
《钻前工程及井场布置技术要求》（SY T 5466-2013）	3.1 根据自然环境、钻机类型及钻井工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；充分利用地形，节约用地，方便施工；满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求；有利废弃物回收处理、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，应有切实的防护设施。 3.2.油、气井井口距高压线及其他永久	项目井场根据自然环境、钻机类型及钻井要求确定了设备安装位置；井场不在滑坡、泥石流、河滩等地段；充分利用地形，节约用地；满足防洪、防火、防毒、防冻等安全要求；废水、固废全部妥善处置，不外排；钻井井架和动力基础选在	符合

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
	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、高危性场所不小于 500m。	挖方处。井口周边 500 米范围内无民宅、铁路、高速公路，无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。	

(3) 相关规划符合性

①与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》第五篇：推动工业强基增效和转型升级，提升新型工业化发展水平，第一章 加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。

本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气采气工程，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

②与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的符合性分析

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》中新疆水土保持分区布局规划，本项目属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

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

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

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

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

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

③与《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中提出全力建设能源产业聚集区，积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。

本项目属于大北区块，建设大北 1301 气井及天然气集输管线，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

④与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》提出环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田建设。开展塔里木西南缘、东

北缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，提供勘查开发区 3-5 处，新增页岩气资源量 500 亿立方米。加大库拜煤田及周边区域焦煤、煤层气勘查，力争新增焦煤资源量 1 亿吨、煤层气 50 亿立方米，提高特殊煤种资源保障。加强罗布泊钾盐深部勘查，新增钾盐资源量 300 万吨，促进新疆钾盐产业绿色可持续发展。

本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气采气工程，项目位于拜城县境内，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的要求。

⑤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

规划中提出重点勘查开采矿种：石油、天然气、煤层气、煤等能源矿产，铁、锰、钒、铜、铅锌、锑、铝土矿、金、铌、钽等金属矿产，钾盐、石膏、重晶石、石灰岩、饰面石材、硅质原料、岩盐、晶质石墨等非金属矿产。重点加强博孜-大北、克深-克拉 2 等大型油气田勘探开发，促进增储上产，支撑克拉苏-克拉 2 油气能源资源基地建设。

本项目为大北 1301 井集输工程，开采天然气，属于重点勘查开采矿种。项目位于大北区块，属于博孜-大北油气田勘探开发范围。

⑥项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评、《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》等的符合性分析

表 1.4-2 本项目与相关规划的符合性

文件名称	文件要求	项目实际	符合性
《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》	1、严守生态保护红线。2、坚守环境质量底线。3、提高资源综合利用水平，制定切实可行的一般固体废弃物、废水综合利用方案；严格按照国家有关规定进行危险废物贮存、处置和处理。气田开发清洁生产达到国内先进水平。4、建立跟踪评价和环境监测体系	本项目距离拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区约 5km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内；本项目采出水进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目采出气采取密闭集输工艺。项目坚守环境质量底线。固体废物、废水都妥善处理，危险废物收集后有	符合

文件名称	文件要求	项目实际	符合性
		资质的单位接收处理,集输过程采用先进技术、工艺和设备。本项目已制定跟踪监测计划及监测方案。	
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制,重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治,加强重点行业、重点企业的精细化管控;全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等;加强汽修行业 VOCs 综合治理,加大餐饮油烟污染治理力度,持续削减 VOCs 排放量。	本项目无组织废气涉及 VOCs 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
	持续推进农用地分类管理和安全利用。严格保护优先保护类农用地,确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制,推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。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。动态调整耕地土壤环境质量类别。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险;本工程运营期采取源头控制、过程防控措施;土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 筛选值第二类用地标准要求。	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单,全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况,报备管理计划,做好信息公开工作,规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)中相关管理要求。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产,着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地,实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产,努力实现原	塔里木油田分公司已编制完成《塔里木油田“十四五”发展规划》,正在开展规划环境影响评价工作。本项目属于规划中库车山前大气区开发内容,	符合

文件名称	文件要求	项目实际	符合性
	油产量稳中上升和天然气快速上产。到 2025 年实现年产天然气 360 亿方,石油液体 880 万吨,产量当量 3750 万吨。塔里木油田“十四五”期间新油田为富满油田,计划总新钻开发井 370 口,新建总产能 $569 \times 10^4 \text{t}$, 主要围绕塔河南岸碳酸盐岩油藏进行产能建设。	符合《塔里木油田“十四五”发展规划》要求。	
	建成低碳特征明显的油田环保体系;追求零污染,科学高效控制排污总量;全面实施清洁生产,提高企业综合效益;建立循环经济模式,提高资源利用效率;创造国际一流的环境业绩。	本项目废气达标排放,采出水随凝析油一起输送至大北天然气处理厂处理,处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至克拉苏油田钻试修废弃物环保站处理。	符合
	提升自控水平,推行中小型站场无人值守,大型站场少人集中监控。	本项目井场为无人值守井场。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》	塔里木油田气田开发以稳定已开发老气田产量、上产勘探新区相结合的方式,夯实库车山前天然气上产,重点做好博孜周缘、大北周缘、克深周缘以及中秋、吐东等新区开发。	本项目建成后,产气规模 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 产油规模 $0.57 \text{t}/\text{d}$ 。	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点,加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造,使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀,推进低泄漏设备和管线组件的更换,中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产	本项目采用密闭集输工艺,不涉及储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺等过程。	符合

文件名称	文件要求	项目实际	符合性
	工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式。		
	加强对油气资源勘查开发区地下水监控，重点针对塔里木油田分公司、西北油田分公司、中曼油田公司所在勘查开发区块，要求各建设单位编制地下水污染隐患排查工作方案，排查重点地下水隐患单位，建立风险隐患排查清单，制定日常监督管理和监测计划。	项目已针对地下水提出跟踪监测与污染源监测计划。	符合

（4）“三线一单”符合性

根据《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》（环环评〔2016〕150号），要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单（简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。本工程与“三线一单”相关要求的符合性分析如下。

①生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案（征求意见稿）》，距离本项目最近红线区为拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区，项目距生态保护红线最近距离为 5km，不在生态保护红线范围内。

②环境质量底线

根据收集的阿克苏地区 2022 年环境空气质量监测数据可知，项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是区域紧邻沙漠，受沙尘暴影响，PM₁₀ 超标。环境质量现状监测结果表明，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求；声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；土壤环境满足《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、表 2 第二类用地筛选值标准要求。

本工程施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为废气、废水和固

废影响，采取相应措施后能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

③资源利用上线

本工程井场采用电加热器加热方式使用，电加热器功率为 60kW，项目运营期耗电量很小；项目运营期不新增用水，永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少；用电依托现有作业区供电设施，对区域能源影响较小。

综上所述，项目的实施不会突破区域资源利用上线。

④生态环境准入负面清单

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号），到 2025 年，全区生态环境质量总体改善，环境风险得到有效管控。建立较为完善的生态环境分区管控体系与数据信息应用机制和共享系统，生态环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展，与其符合性分析内容见表 1.4-3。

表 1.4-3 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

文件要求		拟建项目情况	符合性
生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目距拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区约 5km，不在生态保护红线范围内。	符合
环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目采取完善的防风固沙、生态保护措施，生态影响可接受；本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本项目运营期不新增用水，用电依托现有供电设施，新增永久占地面积较小，不会超过资源利用上限。	符合
环境管控单元	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养	本项目属于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严	符合

文件要求	拟建项目情况	符合性
区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。 重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境污染风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。 一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。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。	格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对井场周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效控制，不会对周围环境产生明显影响。	

对照关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知，（阿行署发〔2021〕81 号），项目位于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292630001），拜城县一般管控单元管控措施符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 拜城县一般管控单元管控措施符合性分析

管控单元编码	管控单元类别	序号	分类	管控措施	本项目	符合性
ZH65292630001	拜城县一般管控单元	1	空间布局约束	1、执行阿克苏地区总管控要求中空间布局约束的要求。 2、任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4、严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本工程不涉及饮用水源保护区，不占用基本农田，在油气田开采过程中进行生态修复措施。	符合
		2	污染物排放管	1、执行阿克苏地区总管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2、强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜	本项目不涉及。	符合

管控单元编码	管控单元类别	序号	分类	管控措施	本项目	符合性
			控	禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4、加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5、鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。		
		3	环境风险防控	1、执行阿克苏地区总管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4、加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。	本项目制定了土壤监督性监测，企业定期安排巡检工作，对井场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。	符合
		4	资源利用效率	1、执行阿克苏地区总管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3、减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4、推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。	本工程气田采出水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》标准后回注，不外排。	符合

管控单元编码	管控单元类别	序号	分类	管控措施	本项目	符合性
				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。	运营期不新增生活污水。	

综上所述，建设项目符合国家及地方相关产业政策，符合“三线一单”相关要求。

1.5 主要环境问题及环境影响

本工程生态影响和环境污染并重。其中，生态影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等，通过采取相应的生态保护与恢复措施，对生态环境的影响可得到有效减缓。

环境污染及治理措施如下：

①废气：施工期扬尘采用洒水抑尘，焊接烟气、测试放喷废气无组织排放；机械、车辆尾气加强车辆及机械保养；运营期井场无组织废气采用密闭集输工艺，减少无组织气体逸散；闭井期施工扬尘采用洒水抑尘等方式降低对大气环境的影响。

②废水：施工期生活污水收集至施工营地设置的防渗污水收集池收集，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；压裂返排液在井场中和后在压裂液收集罐内暂存，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站理；管道试压废水用于场地洒水抑尘；运营期采出水随凝析油一起输送至大北天然气污水处理厂处理，处理达标后回注地层；井下作业废水送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

③噪声：施工期、运营期及闭井期施工设备及车辆噪声对声环境的影响，主要采取采用低噪声设备、合理安排施工时间等措施减少影响。

④固废：施工期剩余土方用于管线施工作业带平整，不外运；在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排；泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井

岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；井场设有油基固废贮存点，贮存点为使用铁罐（容积约 50m³）盛装油基固废交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理。含油废物和废烧碱包装袋收集后暂存于撬装危废暂存间，由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场进行处置。运营期落地油泥、清管废渣、含油废物分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；闭井期建筑垃圾收集后送拜城县产业园区固废填埋场进行处置，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；废防渗材料交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。采取以上措施后，降低对周围环境影响，环境影响可接受。

⑤生态环境保护措施

工程井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，井场主要体现在土地利用、水土流失及运营期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运营期对生态影响较小。施工期严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域，严格控制管线施工作业带在 10m 范围内，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。闭井后地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响较小。

⑥风险防范措施

项目主要风险为集输管线老化破损导致天然气泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生和次生污染事故。选用质量可靠的管材和关键工艺设备，保证施工质量。运行期加强设备的维护工作，定期检查设备状况。管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪。建设放喷池，用于事故状态下油气放喷。定期更新应急预案，并按照预案要求进行演练。通过以上风险防范措施可将环境风险概

率降到最低。

1.6 环境影响评价主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，符合相关规划和政策要求，满足“三线一单”的相关要求，项目通过采取完善相应的污染防治措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控，满足总量控制要求，公众参与调查过程未收到公众反馈意见和建议。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此表示衷心感谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日施行；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日施行；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日施行；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日施行；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日施行；
- (7) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日施行；
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日施行；
- (9) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日施行；
- (11) 《中华人民共和国水法》，2016 年 7 月 2 日修订；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日施行；
- (13) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日修订；
- (14) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (15) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日施行；
- (17) 《中华人民共和国土壤污染防治法》2019 年 1 月 1 日施行；
- (18) 《中华人民共和国安全生产法》，2014 年 12 月 1 日施行。

2.1.2 环境保护法规、部门规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令〔2017〕第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，国家发改委令 2019 年第 29 号；
- (3) 《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2019 年本）>的决定》，2021 年 12 月 30 日；
- (4) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，2021 年 1 月 1 日；

- (5) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号文；
- (6) 《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；
- (7) 《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》，环办〔2012〕134 号；
- (8) 《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；
- (9) 《国务院关于印发<水污染防治行动计划>的通知》，国发〔2015〕17 号；
- (10) 《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）>的通知》，环办〔2013〕103 号；
- (11) 《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；
- (12) 《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；
- (13) 《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》，环环评〔2016〕150 号；
- (14) 《关于印发<建设项目环境影响评价区域限批管理办法（试行）>的通知》，环发〔2015〕169 号，2015 年 12 月 18 日；
- (15) 环保部发布《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》，环办环评〔2017〕84 号，2017 年 11 月 15 日；
- (16) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日；
- (17) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；
- (18) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 7 月 7 日；
- (19) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》，国发〔2010〕46 号；
- (20) 《国家重点保护野生植物名录（2021 年修正）》；
- (21) 《国家重点保护野生动物名录（2021 年修正）》；
- (22) 《生态文明体制改革总体方案》，2015 年 9 月 11 日；

- (23) 《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；
- (24) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告2012年第18号）；
- (25) 《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）；
- (26) 《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2019〕29号）；
- (27) 《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506号；
- (28) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2016年修订）》，2018年9月21日；
- (29) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018年9月21日修订；
- (30) 《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；
- (31) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》，新政发〔2016〕21号，2016年1月29；
- (32) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》，新政发〔2017〕25号，2017年3月1；
- (33) 《关于印发<自治区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》，新环发〔2016〕126号，2016年8月24日；
- (34) 《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》，新环发〔2016〕360号，2016年11月16日；
- (35) 《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》，中油安〔2011〕7号，2011年1月7日；
- (36) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；
- (37) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (38) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）》；
- (39) 《新疆国家重点保护野生动物名录（2021年修正）》；
- (40) 《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案

>的通知》，新政发〔2021〕18 号；

(41) 《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》；

(42) 《关于印发<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>（2021 年版）的通知》，新环环评发〔2021〕162 号；

(43) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

(44) 《关于印发<阿克苏地区水污染防治工作方案>的通知》，阿行署办〔2016〕104 号；

(45) 《关于印发<阿克苏地区土壤污染防治工作方案>的通知》，阿行署发〔2017〕68 号；

(46) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(47) 《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》，阿行署发〔2021〕81 号，2021 年 7 月 10 日；

(48) 《阿克苏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》。

2.1.3 环境影响评价相关规范

(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 地下水环境》（HJ610-2016）；

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

(6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

(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/T349-2023）；

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(10) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

(11) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（2021.1.1）；

(12) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ817-2017）；

(13) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；

(14) 《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)；

(15) 《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)；

(16) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(17) 《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)；

(18) 《气田集输设计规范》(GB50249-2015)；

(19) 《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)；

(20) 《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)；

(21) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)。

2.1.4 其它相关文件

(1) 塔里木油田“十四五”规划及规划环评；

(2) 依托工程环境影响评价报告、批复及验收文件；

(3) 项目环境质量现状监测报告；

(4) 关于本项目环境影响评价委托书

(5) 建设单位提供的其他资料。

2.2 评价原则

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，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 环境影响因素识别与评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据建设工程的污染物排放特点，本工程建设对周围环境影响因素与影响程度主要从工程施工期和运营期对当地自然环境、生态环境进行识别分析，分析结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

环境因素 影响因素		自然环境					生态环境		
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	土地	景观	动植物
施工期	场地平整	-1D	--	--	-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	钻井	-2D	--	-1D	-2D	-1C	-2C	-2C	-2C
	管沟开挖，管道敷设	-1D	--	-1D	-1D	-2D	-2C	-1D	-2D
	安装建设	--	--	--	-1D	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	-1D
运营期	油气开采及集输	-1C	--	--	-1C	--	--	--	--
闭井期	封井、井场清理	-1D	--	--	-1D	--	+1C	+1C	+1C

备注：①表中“+”表示正面影响，“-”表示负面影响。②表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大。③表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，既存在短期、局部及可恢复的负面影响，也存在长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素和生态环境产生一定程度的负面影响，主要环境影响因素为环境空气、声环境，表现为短期内影响，均随着施工期的结束而消失；运营期对环境的不利影响是长期存在的，在生产过程中主要影响因素表现在环境空气方面。闭井期对环境的影响表现在对环境空气和噪声的短期影响和对生态环境要素中的土地和景观的长期利好影响。

2.3.2 评价因子筛选

根据环境影响要素识别结果，结合建设项目工程特征及周围地区环境质量概况，确定本次评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	评价类别		评价因子
大气环境	施工期	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃
		污染源评价	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
		影响分析	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃

环境要素	评价类别		评价因子	
	运营期	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	
		污染源评价	非甲烷总烃	
		影响分析	非甲烷总烃	
	闭井期	污染源评价	颗粒物	
		影响分析	颗粒物	
地下水环境	现状评价		K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度（以 CaCO ₃ 计）、溶解性总固体、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氟化物、铁、锰、砷、汞、铬（六价）、铅、镉、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类	
	污染源评价	施工期	石油类、挥发酚、COD、氨氮、硫化物	
		运营期	石油类	
	影响评价	施工期	石油类	
		运营期	石油类	
声环境	现状评价		等效连续 A 声级	
	污染源评价		A 声级	
	影响分析		等效连续 A 声级	
固体废物	污染源评价		施工期：剩余土方、泥浆岩屑、废酸化压裂液、含油废物、废烧碱包装袋、水泥基础、施工废料、生活垃圾；	
	影响分析		运营期：落地油泥、清管废渣、含油废物； 闭井期：废弃管线、废弃建筑垃圾、废防渗材料	
土壤	现状评价		镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、渗滤率、土壤容重、总孔隙度、阳离子交换量、氧化还原电位	
	影响分析		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	
风险	风险识别		天然气（主要为甲烷、乙烷）、凝析油、危险废物	
	影响分析			

表 2.3-3 生态影响评价因子筛选表

评价时段	受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
施工期	物种	分布范围、种群数量	工程新增施占地范围内的物种受到破坏	短期，可逆	较小影响
	生态系统	植被覆盖度、生物量、生态系统功能	工程新增占地破坏植被，降低区域植被覆盖度、生产力和生物量	短期，可逆	较小影响
	生态敏感区	主要保护对象、生态功能	项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，施工期生产活动及产生的污染物可能对其造成影响	短期，可逆	较小影响
运营期	物种	分布范围、种群数量	工程新增施占地范围内的物种受到破坏	短期，可逆	较小影响
	生态系统	植被覆盖度、生态系统功能	运营期生产活动及产生的污染物对植被及生态系统功能造成影响	短期，可逆	较小影响
	生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	工程新增占地破坏植被，影响野生动物，可能降低区域生物多样性	短期，可逆	较小影响
	自然景观	景观多样性、完整性	土地格局发生变化，影响自然景观完整性	短期，可逆	较小影响
闭井期	生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	闭井后进行生态恢复，使生态系统生物量得到恢复，植被覆盖度提高，野生动物生境逐渐恢复	长期，可逆	较小影响

2.4 评价工作等级和评价范围

根据本项目的工程特点及所在地区的环境特征，依据环境影响评价技术导则的具体要求，确定本项目主要环境要素的评价工作等级及范围。

2.4.1 大气环境评价等级及范围

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

（1） $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

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

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%；

ρ_i ——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(2) 评价等级判别表

评价等级按表 2.4-1 的分级判据进行划分。

表 2.4-1 评价工作等级判据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

(3) 估算模型参数

①城市/农村选项

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

②地表参数

评价区域内土地利用类型主要为戈壁，因此土地利用类型选沙漠荒地。

③区域湿度条件

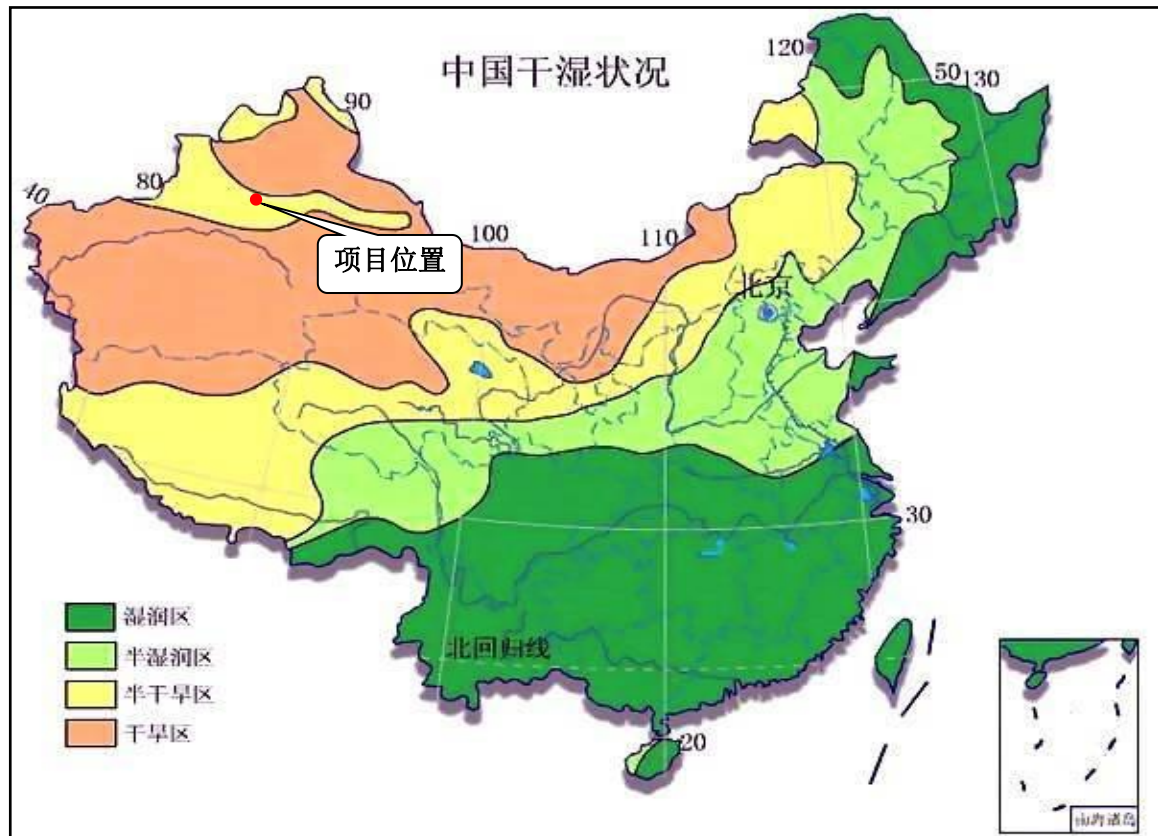


图 2.4-1 全国干湿状况划分图

根据图 2.4-1，项目区域湿度条件位于半干旱区，为干燥气候。

④估算模型参数

估算模型参数见表 2.4-2。

表 2.4-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.9
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		沙漠荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	是	是
	90	90
是否考虑海岸线熏烟	否	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

（4）废气污染源参数

项目运营期废气主要为井场天然气开采过程中无组织排放废气，排放源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。

表 2.4-3 运营期大气污染物排放参数一览表（面源）

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	非甲烷总烃排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						
大北 1301 井场			1905	43.6	28	5	5	0.006

(5) 估算模型计算结果

本项目废气污染源的正常排放污染物 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图 2.4-2。

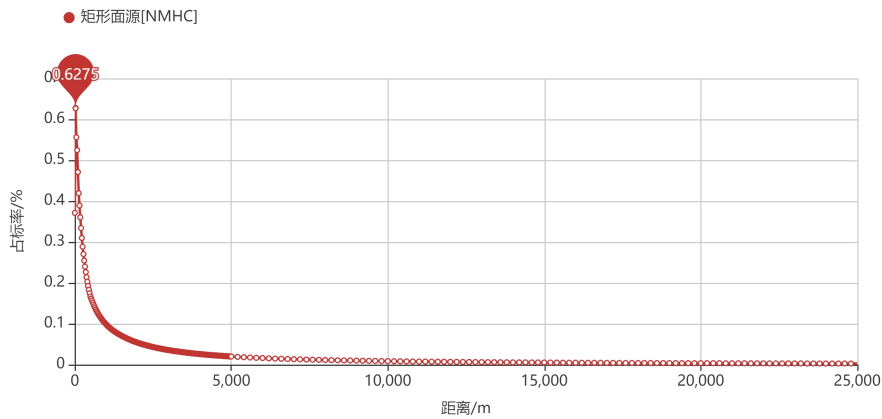


图 2.4-2 大北 1301 井场面 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测结果图

(6) 评价等级确定

本项目大气环境影响评价定级判定见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气评价等级估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_{\max}(\%)$	$D_{10\%}(\text{m})$
大北 1301 井场无组织废气	NMHC	2000.0	12.550	0.628	/

由上表可知，本项目 $P_{\max}$ 为 0.628%， $C_{\max}$ 为 $12.550\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

(7) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围，因此本项目不设置大气环境影响评价

范围。

2.4.2 地表水影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.4-5。

表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d)；水污染物当量数 W/（无量纲）
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

本项目运营期不新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。采出水随凝析油一起输送至大北天然气处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理。本项目地表水评价等级为三级 B。

2.4.3 地下水影响评价等级

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定。

①建设项目行业分类

对照《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610—2016）附录 A，本项目属于目录 F 石油、天然气类，37 天然气、页岩气开采（含净化），按地下水环境影响评价项目类别划分为 II 类。

②地下水环境敏感程度分级

本项目调查评价区范围内不涉及集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；亦不涉及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。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、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;不涉及分散式饮用水水源地;不涉及特殊地下水资源(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;但项目位于未划定保护区的集中式饮用水水源的补给径流区,根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)本项目场地的地下水环境敏感程度属“较敏感”

表 2.4-6 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分表

等级划分指标	建设项目情况	分级情况
建设项目行业分类	对照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610—2016)附录 A, 本项目属于目录 F 石油、天然气类, 37 天然气、页岩气开采(含净化), 按地下水环境影响评价项目类别划分为Ⅱ类	Ⅱ类
地下水环境敏感程度	本项目调查评价区范围内不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;亦不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、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;不涉及分散式饮用水水源地;不涉及特殊地下水资源(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;但项目位于未划定保护区的集中式饮用水水源的补给区,根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)本项目场地的地下水环境敏感程度属“较敏感”	较敏感
工作等级划分		二级

综上分析,根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)表 2 中相关规定,项目地下水评价等级为二级。

(2) 评价范围

由于本项目所在区域为透水不含水层,根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)要求,本项目采用自定义法确定了调查范围与评价范围。因本次井场和集输管线较集中,评价范围存在重叠,本次评价将重叠的评价范围边界连接形成统一评价范围,最终形成的评价区面积约为 22km²,调查面积约 128km²。地下水评价范围见图 2.4-3。

图 2.4-3 地下水调查范围及评价范围示意图

2.4.4 声环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 环境特征

本项目在大北区块内建设，区域声环境为《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的 2 类功能区。

(2) 对周围环境影响

本项目采取完善的噪声防范措施，各井场、集输管线周边 200m 范围内无居民、学校等敏感目标，受影响人口不发生变化，不会对周围环境产生明显影响。

(3) 评价等级

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中声环境影响评价级别划分原则，确定本项目声环境影响评价等级为二级。

(4) 评价范围

评价范围为井场、站场边界及管线中心线外两侧外延 200m。

2.4.5 生态环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 生态评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，按以下原则确定评价等级：

- a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
- b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；
- c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
- 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，生态影响评价等级不低于二级；
- 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；
- f) 当工程占地规模大于 20km²时（包括永久和临时占用陆域和水域），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；
- g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；
- h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

(2) 项目占地及生态敏感性

本项目占地面积为 $0.052\text{km}^2 \leq 20\text{km}^2$ ，评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、生态保护红线以及天然林、公益林、湿地等生态保护目标。

（3）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），项目生态影响评价等级为三级。

（4）评价范围

评价的范围为井场边界向外延伸 500m，管道两侧 300m。

2.4.6 环境风险评价工作等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境风险评价工作等级划分依据表

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

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势 I。

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

项目涉及的危险物质数量与临界量比值（Q）确定表见表 2.4-8。

表 2.4-8 项目危险物质数量与临界量比值（Q）确定表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q值划分
----	------	--------	------	----------------	-------------	---------	------

1	大北 1301 井至 DB902	凝析油	--	0.005	2500	0.000002	Q<1
2	阀室管线	天然气	74-82-8	2.28	10	0.228	
3	大北1301井场	危险废物	--	0.354	--	--	
Q值Σ						0.228	

由上表可知，项目 Q 值划分为 $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，项目危险物质数量与临界量比重 $Q < 1$ ，该项目环境风险潜势为 I，则项目工作等级均划分为简单分析，项目各环境要素大气、地表水及地下水评价工作等级均划分为简单分析。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置风险评价范围。

2.4.7 土壤环境影响评价工作等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为天然气开采，属污染影响型。

（1）建设项目所属的土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，土壤环境影响评价类别为 II 类。

（2）土壤环境影响评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。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，具体判别依据见表 2.4-90。

表 2.4-90 污染影响型土壤敏感程度分级表

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、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标
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

本项目永久占地约 0.1867hm^2 ，为小型项目。根据现场踏勘，项目周边不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等敏感目标，则由表 2.4-10 可知，本项目土壤敏感程度为“不敏感”。根据土壤环

境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分工作等级，划分依据详见表 2.4-10。

表 2.4-10 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 评价工作等级 \ 占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	--
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	--	--

注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上，本项目为 II 类中的小型项目，且土壤敏感程度为“不敏感”，则根据表 2.4-12 可知，本项目土壤环境影响评价工作等级为三级。

（3）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价范围为站场边界外扩 50m 范围、管线两侧外扩 200m 范围。

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

（1）环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求。

（2）地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

（3）声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

（4）土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 筛选值第二类用地标准。

表 2.5-1 环境空气质量标准

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
环境空气	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准及其修改单 (生态环境部公告 2018 年第 29 号)
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	PM ₁₀	年平均	70		

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
	PM _{2.5}	24 小时平均	150		
		年平均	35		
		24 小时平均	75		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求

表 2.5-2 声环境质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
声环境	等效连续 A 声级	昼间 60, 夜间 50	dB (A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准

表 2.5-3 地下水质量标准

环境要素	污染物	标准值	单位	标准来源
地下水环境	pH	6.5-8.5	无量纲	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III 类标准
	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0		
	溶解性总固体	≤1000		
	硝酸盐（以N计）	≤20		
	亚硝酸盐（以N计）	≤1.00		
	氨氮（以 N 计）	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	氟化物	≤1		
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05		
	氰化物	≤0.002		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	砷	≤0.01		
	汞	≤0.001		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	总大肠菌群	≤3.0		MPN/100mL
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	石油类	≤0.05	mg/L	

环境要素	污染物	标准值	单位	标准来源
				准》（GB 5749-2022） 中表 A.1 参考指标及 限值

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
土壤环境	砷	60	mg/kg	《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 第二类用地筛选值标准；石油烃执行表 2 第二类用地筛选值标准
	镉	65	mg/kg	
	铬（六价）	5.7	mg/kg	
	铜	18000	mg/kg	
	铅	800	mg/kg	
	汞	38	mg/kg	
	镍	900	mg/kg	
	四氯化碳	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.9	mg/kg	
	氯甲烷	37	mg/kg	
	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
	四氯乙烯	53	mg/kg	
	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	
	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
	氯乙烯	0.43	mg/kg	
	苯	4	mg/kg	
	氯苯	270	mg/kg	
	1,2-二氯苯	560	mg/kg	
	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	甲苯	1200	mg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
	邻二甲苯	640	mg/kg	
	硝基苯	76	mg/kg	
土壤环境	苯胺	260	mg/kg	《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 第二类用地筛选值标准；石油烃执行表 2 第二类用地筛选值标准
	2-氯酚	2256	mg/kg	
	苯并[a]蒽	15	mg/kg	
	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	
	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	
	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	
	蒽	1293	mg/kg	
	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	
	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	
	萘	70	mg/kg	
	石油烃	4500	mg/kg	

2.5.2 污染物排放标准

（1）大气污染物

施工期：颗粒物、SO₂、NO_x 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限值要求；非甲烷总烃执行《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。

运营期非甲烷总烃执行《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。

表 2.5-5 大气污染物排放标准一览表

阶段	污染物		标准值	标准来源
施工期	颗粒物	无组织排放监控浓度限值	1.0mg/m ³	《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
	SO ₂		0.40mg/m ³	
	NO _x		0.12mg/m ³	
	非甲烷总烃	限值	4.0mg/m ³	《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
运营期	非甲烷总烃	边界	4.0mg/m ³	《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

（2）废水

本项目采出水经大北天然气处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)相应标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

**表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》
(SY/T5329-2022)**

储层空气渗透率 (μm^2)		<0.01	(0.01,0.05)	(0.05,0.5)	(0.5,2.0)	≥ 2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制 指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中 值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				

(3) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应的标准值；运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

表 2.5-7 噪声排放标准

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效 A 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准

2.5.3 控制标准

一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的有关规定。

2.6 环境功能区划

项目所在区域环境空气属《环境空气质量标准》(GB3095-2012)规定的二类区，执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类标准及修改单要求；地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)规定的III类标准；声环境属《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的 2 类区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准；土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)筛选值第二类用地标准。

2.7 环境保护目标

项目评价区域内无重点保护文物及珍稀动植物资源。根据区域环境特征和工程污染特征，确定本项目的环境保护目标主要为评价区环境质量。

表 2.7-1 环境保护目标

环境要素	保护目标			相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度	方位	距离 (m)	
大气环境	站场 500m 范围内无敏感点，管线 200m 范围内无敏感点					《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准、《大气污染物综合排放标准详解》
声环境	井场站边界 200m 范围 管线 200m 范围					《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准
土壤	站场边界外扩 50m 范围、管线两侧外扩 200m 范围					《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018) 二类用地筛选值
环境风险	站场 500m 范围内无敏感点，管线 200m 范围内无敏感点-					加强风险防范，保证居民正常生产生活及生命财产安全不受到威胁
生态环境	植被和动物			井场边界外延		不破坏
	塔里木河流域水土流失重点治理区			500m、管线两侧 300m 范围		不对区域水土保持产生明显影响

表 2.7-2 地下水环境保护目标一览表

序号	敏感目标	相对项目位置		井深（m）	取水层位	保护要求
		方位	距离（m）			
1#	阿热恰特水井	SW	6890	65	第四系松散岩类孔隙潜水含水层	《地下水质量标准》 （GB/T14848—2017） III 类水标准，保持水质不恶化
2#	评价区范围内地下潜水含水层					

图 2.7-1 地下水保护目标图

3 工程概况及工程分析

拟建工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟在大北区块内实施“大北 1301 井集输工程”，主要建设内容包括：部署 1 口气井，设计井深 5742m，目的层为白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组（未穿）；新建大北 1301 井至 DB902 阀室管道 3.34km；配套自动控制、通信、供配电、给排水等辅助系统工程。拟建项目位于大北区块内，本次对大北区块开发现状进行回顾。

3.1 区块开发现状及回顾性分析

3.1.1 区块开发状况回顾

克拉苏气田位于库车山前区，天然气资源量为 $20856.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其天然气产量已达到 $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，已成为近年来塔里木油田公司油气田开发建设的主战场。《克拉苏气田开发规划方案》于 2017 年 4 月 12 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2017〕537 号）。

克拉苏气田当前正在运行的区块包括克拉、克深、大北、博孜等几大区块，其中的博孜和大北区块由博大油气开发部进行管理，克深和克拉区块由克拉油气开发部进行管理。本项目位于大北区块，隶属于博大油气开发部，因此本次评价对博大油气开发部进行简单介绍，对大北区块开发情况进行回顾。

博大油气开发部成立于 2019 年 2 月，博大油气开发部气田包括神木区块、阿瓦区块和克拉苏气田的博孜区块、大北区块、克深 5 区块，地处温宿县和拜城县境内，区域面积为 2200km^2 。

大北区块位于拜城县境内，至 2022 年底，共 43 口生产井，开井数 35 口，设置 4 座集气站（大北 3 集气站、大北 11 集气站、大北 101 集气站、大北 201 集气站），各井区天然气由集气干线输送至大北天然气处理厂。

3.1.2 环保手续履行情况

克拉苏气田大北区块日常运行管理由博大油气开发部负责，区块开发建设过程中，按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，本项目主要依托的现有油气处理设施，依托的地面设施环保手续齐全，本工程涉及集气站以及主要依托工程环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 环保手续情况一览表

所属项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收	建设内容
克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书	原环境保护部环审【2014】199 号（附件 2）2014 年 8 月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函【2016】2030 号（附件 3）	部署单井 20 口，新建单井 20 座、集气站 3 座，新建规模为 1350 万 m ³ /d 大北天然气处理厂 1 座，集气干线 16 千米，集气支线 24.6 千米，燃料气管线 34.3 千米，凝析油外输管线 12.2 千米，供水管线 13.5 千米；新建外输管道 88.6 千米、阀室 3 座及配套生活设施、供水及电力系统。
大北气田滚动勘探开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函[2018]1088 号 2018 年 8 月	自主验收	项目部署井数 51 口（老井利用 8 口，新钻井 43 口），新增天然气年产气规模 30.86 亿立方米。新建大北第 2 天然气处理厂 1 座，新建单井站 29 座等地面工程；新建集气站 2 座（新建吐北集气站、大北 11 集气站），清管站 1 座，支线阀室 14 座，集气干线 66.4 公里，采气支线 81.9 公里，燃料气管线 82.1 公里；配套建设公寓、干线道路 66 公里、支线道路 48.4 公里配套供排水、电力、消防、结构、通信、自控、防腐等公用工程。
塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案	2020 年 9 月对《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652926-2020-003，后续将根据本工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案		
塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大油气开发部（大北采气作业区）	于 2021 年 2 月 7 日取得阿克苏地区生态环境局拜城县分局固定污染源排污登记回执（登记编号：916531007291855484016Z），2022 年 4 月 1 日变更（登记编号：9165280071554911XG101Z）		
博大油气开发部气田环境影响后评价报告书	编制完成《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 4 月 6 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作（新环环评函[2021]304 号）		

3.1.3 环境影响评价回顾

根据《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》（2021 年 4 月 6 日备案，备案号：新环环评函[2021]304 号）及本次现场踏勘情况，对气田大气环境、水环境、声环境、固体废物及生态环境等情况进行回顾性评价，并对环保措施落实情况回顾。

(1) 大气环境影响回顾评价

气田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自导热油炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及凝析油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

① 各类加热炉

各加热炉均采用天然气为燃料，烟气通过 8m 高或 15m 高排气筒外排，后评价委托新疆出入境检验检疫局检验检疫技术中心对各加热炉有组织废气污染源进行了监测，监测时间为 2019 年 12 月 5 日至 2019 年 12 月 16 日，克拉苏气田代表性有组织废气监测结果见表 3.1-2。

表 3.1-2 克拉苏气田代表性有组织废气污染源监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m^3/h)	监测因子	浓度范围 (mg/m^3)	执行标准	标准限值 (mg/m^3)	达标 情况
1	DB103 井场 加热炉	99-222	烟尘	1.6-2.1	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值	20	达标
2			SO_2	<3		50	达标
3			NO_x	24-26		200	达标
4			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
5	DB208 井场 加热炉	204-255	烟尘	2.5-4.1		20	达标
6			SO_2	<3		50	达标
7			NO_x	93-100		200	达标
8			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
9	DB2 井场加 热炉	114-145	烟尘	2.4-2.7		20	达标
10			SO_2	<3		50	达标
11			NO_x	25-27		200	达标
12			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
13	DB102 井场 加热炉	112-214	烟尘	1.9-3.2		20	达标
14			SO_2	<3		50	达标
15			NO_x	78-82		200	达标
16			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
17	DB204 井场 加热炉	105-192	烟尘	1.4-2.2		20	达标
18			SO_2	<3		50	达标
19			NO_x	16-17		200	达标
20			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
21	DB101-1 井 场加热炉	174-220	烟尘	2.3-2.4		20	达标
22			SO_2	<3		50	达标
23			NO_x	90-94		200	达标
24			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
25	DB201-1 井	139-150	烟尘	1.6-3.0		20	达标

序号	污染源	烟气量 (m ³ /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
26	场加热炉		SO ₂	<3		50	达标
27			NO _x	66-73		200	达标
28			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
29	大北 101-5 井场加热炉	155-178	烟尘	2.5-3.6		20	达标
30			SO ₂	<3		50	达标
31			NO _x	66-73		200	达标
32			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
33	凝析油 1#导	2869-4104	烟尘	1.6-2.7	《锅炉大气污染 物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	20	达标
34	热油炉		SO ₂	<3		50	达标
35	凝析油 1#导	2869-4104	NO _x	100-106		200	达标
36	热油炉		林格曼黑度	<1 级		1 级	达标
37	大北天然气 处理厂 3#导	3330-4671	烟尘	3.0-4.0		20	达标
38			SO ₂	<3		50	达标
39			NO _x	81-85		200	达标
40			林格曼黑度	<1 级		1 级	达标

由监测结果可知，监测期间各监测点加热炉或导热油炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，污染物可以实现达标排放。

②无组织废气

克拉苏气田代表性无组织废气监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 克拉苏气田代表性无组织废气污染源监测结果一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处 理措施	标准	达标 情况
DB103 井 场	井场无 组织 废气	非甲烷总烃	0.29~0.48	日常维 护，做好 密闭措 施	《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)企业边界污染物 控制要求	达标
DB208 井 场		非甲烷总烃	0.30~0.59			达标
大北处理 站（天然 气处理 厂）	厂区无 组织 废气	非甲烷总烃	0.36~0.78		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求	达标
		硫化氢	未检出 ~0.007			达标
大北 11 集 气站	站场无 组织 废气	非甲烷总烃	0.37~0.87		《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	达标

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处 理措施	标准	达标 情况
		硫化氢	未检出 ~0.006		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)表 1 要求	达标

根据后评价报告中各监测点的监测结果可知,监测期间各监测点场界无组织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》(GB39728-2020)中浓度限值要求,无组织硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建项目二级标准要求。

(2) 水环境影响回顾评价

气田运营期产生的废水主要为井下作业废水、气田采出水和生活污水,其中井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至克拉苏钻试修环保站处理;采出水由大北天然气处理厂处理后回注;生活污水依托博大作业区公寓生活污水处理设施处理后冬储夏灌。根据后评价对区域地下水进行监测,

表 3.1-4 地下水监测及评价结果一览表 单位: mg/L, pH(无量纲)

监测点			潜水含水层
监测因子			
pH 值	标准值	监测值	7.30~7.81
	6.5~8.5	标准指数	0.20~0.54
总硬度	标准值	监测值	167.0~318.8
	≤450	标准指数	0.371~0.708
溶解性 总固体	标准值	监测值	256~651
	≤1000	标准指数	0.256~0.651
硫酸盐	标准值	监测值	49.8~188
	≤250	标准指数	0.199~0.752
氯化物	标准值	监测值	37.8~164
	≤250	标准指数	0.151~0.656
铁	标准值	监测值	ND~0.13
	≤0.3	标准指数	ND~0.433
锰	标准值	监测值	ND
	≤0.10	标准指数	ND
铜	标准值	监测值	ND
	≤1.00	标准指数	ND
锌	标准值	监测值	ND

监测点			潜水含水层
监测因子			
	≤ 1.00	标准指数	ND
铝	标准值 ≤ 0.20	监测值	ND~0.05
		标准指数	ND~0.25
挥发酚	标准值 ≤ 0.002	监测值	ND
		标准指数	ND
阴离子表面活性剂	标准值 ≤ 0.3	监测值	ND
		标准指数	ND
耗氧量	标准值 ≤ 3.0	监测值	0.5~0.6
		标准指数	0.17~0.20
氨氮	标准值 ≤ 0.50	监测值	ND~0.04
		标准指数	ND~0.08
总大肠菌群	标准值 $\leq 3\text{CFU}/100\text{mL}$	监测值	ND
		标准指数	ND
菌落总数	标准值 $\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	ND
		标准指数	ND
硝酸盐(以 N 计)	标准值 ≤ 20.0	监测值	0.897~1.85
		标准指数	0.045~0.093
亚硝酸盐(以 N 计)	标准值 ≤ 1.00	监测值	ND
		标准指数	ND
氰化物	标准值 ≤ 0.05	监测值	ND
		标准指数	ND
氟化物	标准值 ≤ 1.0	监测值	0.150~0.777
		标准指数	0.150~0.777
碘化物	标准值 ≤ 0.008	监测值	ND
		标准指数	ND
砷	标准值 ≤ 0.01	监测值	0.00044~0.00077
		标准指数	0.044~0.077
汞	标准值 ≤ 0.001	监测值	ND
		标准指数	ND
硒	标准值 ≤ 0.01	监测值	ND~0.00134
		标准指数	ND~0.134
镉	标准值	监测值	ND

监测因子	监测点		潜水含水层
	≤0.005	标准指数	ND
六价铬	标准值 ≤0.05	监测值	ND
		标准指数	ND
铅	标准值 ≤0.01	监测值	0.00014~0.00074
		标准指数	0.014~0.074
石油类	标准值 ≤0.05	监测值	ND
		标准指数	ND
硫化物	标准值 ≤0.02	监测值	ND
		标准指数	ND

监测结果表明区域地下水监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类水质要求，石油类满足《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2022)中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

(3) 声环境影响回顾评价

气田开发过程中的噪声源主要是钻井噪声、集气站和大北天然气处理厂等构筑物施工机械噪声；运营期噪声源主要集中在大北天然气处理厂和集气站，噪声源为各类机泵（注水泵、混输泵、真空泵、热水泵、喂水泵、污水泵等）、加热炉、空压机、火炬等。根据后评价报告书，气田噪声监测结果见表 3.1-4。

表 3.1-5 噪声监测结果一览表

监测点位	时段	昼间				执行标准	标准限值	是否达标
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界			
大北天然气处理厂	昼间	48	42	52	47	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)3类标准	65	达标
	夜间	45	40	49	45		55	达标
大北 11 集气站	昼间	38	48	48	42		65	达标
	夜间	36	45	46	39		55	达标
大北 101 集气站	昼间	46	47	54	52		65	达标
	夜间	43	45	52	49		55	达标
博孜 1 集气站	昼间	49	48	54	51		65	达标
	夜间	46	46	52	48		55	达标
DB103 井	昼间	55	44	41	45		65	达标
	夜间	49	41	39	42		55	达标
DB208 井	昼间	48	50	55	50		65	达标
	夜间	45	48	53	48		55	达标

由监测结果可知，监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准要求，采取的噪声控制措施治理效果明显，采取措施基本可行。

（4）固体废物影响回顾评价

气田运营期产生的固体废物主要为含油污泥、清管废物、含油废物、天然气净化过程中产生的含汞废物、一般工业固废及生活垃圾。含油污泥、清管废物、天然气净化过程中产生的含汞废物属于危险废物，交由具有相应资质的单位进行回收、处置；运营期间作业区产生的一般工业固废及生活垃圾送至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。

（5）生态环境影响回顾评价

博大油气开发部气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。气田基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。管线管沟进行了回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。现场调查时区块内的主干道路地面均进行了硬化处理，井场占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护，站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。油田内部永久占地范围的植被完全清除。井场已完成生态恢复工作，站场和进站道路均已进行绿化。区块内丘陵区管道的导水沟、护坡建设较好。在容易发生水土流失的站场和集输干线周围设置的草方格防风固沙，起到了减少水土流失效果，且定期巡检，发现破损及时补种。

（6）突发环境事件应急预案回顾评价

大北区块属于塔西南勘探开发公司博大油气开发部管理，塔西南勘探开发公司博大油气开发部于 2020 年 9 月取得《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号 652926-2020-003。塔西南勘探开发公司博大油气开发部采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.4 环境保护措施落实情况

经过现场踏勘与现有环评、验收资料对比，项目环保措施及落实情况见表 3.1-6，后评价提出问题落实情况见表 3.1-7。

表 3.1-6 环保措施落实情况对比一览表

污染因素	环评批复环保措施	竣工验收阶段采取环保措施
大气环境	采用先进的技术和设备,选用密封性好的阀门、法兰、垫片和机泵等,以减少烃类的挥发损耗	项目采用先进的技术和设备,密封性好的阀门、法兰、垫片和机泵等;根据监理报告项目总体施工现场的大气环境质量保持良好。
	通过水平火炬进行测试放喷,外排烟气须满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)二级标准限值要求。	经监测,天然气处理厂、大北11集气站、克深8西集气站在正常运行过程中,厂界无组织排放非甲烷总烃最大浓度均未超过《大气污染物综合排放标准》(GB13297-1996)标准限值。
水环境	项目井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至现有克深地区固废填埋场蒸发池蒸发处理。	井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
	外输管道穿越库车县城北水源地二级保护区4公里,以大开挖穿越克孜尔河、库车河、牙哈河3条河流,穿越段采取增加壁厚、施工时围堰导流、埋管后管道顶部钢筋石笼护顶和浆砌片石护堤等,在水流冲刷侧穿越管道适当加大埋深并采取稳管措施。	外输管道以大开挖方式穿越克孜尔河、库车河、牙哈河3条河流,穿越段采取增加壁厚、施工时围堰导流、埋管后管道顶部钢筋石笼护顶和浆砌片石护堤等措施,在水流冲刷侧穿越管道适当加大埋深并采取稳管措施。
	钻井废水在泥浆池内自然蒸发,钻井泥浆循环利用;生活污水经生物接触氧化工艺处理后,夏季用于绿化,冬季送生活污水蒸发池贮存。	生活污水经博大油气开发部生活污水设施处理,出水采用夏灌冬贮。
	水基泥浆废液池、生产废水蒸发池和生活污水蒸发池采用防渗系数小于 1×10^{-7} 厘米/秒的防渗材料;废弃油基泥浆、钻屑暂存专用池采用防渗系数小于 1×10^{-10} 厘米/秒的“原状土平整夯实+十混凝土垫层十二布一膜环保型防渗膜+十混凝土”防渗措施。	项目水基泥浆废液池、生产废水蒸发池和生活污水蒸发池均严格按照防渗要求进行施工。
	施工期间,机械检修地面铺设塑料布,及时回收废机油,防止废油落地。加强集气站和污水管线沿线的地下水监测,发现问题,及时处理。	根据项目监理报告项目施工期未发现环境违法或生态破坏事件,并且未接到任何投诉或举报。
声环境	距居民点较近的敏感地段夜间禁止施工	项目施工期间未曾收到相关投诉

污染因素	环评批复环保措施	竣工验收阶段采取环保措施
	站场选择低噪声设备,对高噪声设备采取隔声、减振等综合降噪措施,确保各场站厂界噪声达标。	经监测,天然气处理厂、克深8西集气站厂界南侧昼间、夜间噪声监测值均未超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准限值。
固体废物	钻井产生的废弃水基泥浆、钻井岩屑经干化后运至克深天然固废填埋场填埋。	钻井产生的废弃水基泥浆、钻井岩屑运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站。
	钻井产生的废弃油基泥浆送至油基废钻完井液资源综合回收利用站,回收处理后运至克深天然固废填埋场填埋。	钻井产生的废弃油基泥浆送至油基废钻完井液资源综合回收利用站处置。
	清管废物、天然气处理厂内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥由汽车拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	清管废物、天然气处理厂内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥由汽车拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。
	生活垃圾清运至克深天然固废填埋场填埋。	生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。
生态环境	严格控制施工范围,管沟开挖采取分层开挖、分层回填措施管道穿越,农田施工保留表耕土;根据地形施工,减少挖填作业量	根据项目环境监理报告,管沟进行了回填,除管廊上方覆土高于地表外,管线两侧施工迹地基本恢复平整,临时占地区域内的原始植被已基本恢复,恢复较好,对周围植被和地表的影响不大。
	施工结束后,施工期井场废液池覆土、压实,对荒漠草场进行生态恢复,对站场和进站道路进行绿化。	现场调查时区块内的主干道路地面均进行了硬化处理,井场占地范围内进行砾石铺垫处理,井场已完成生态恢复工作,道路均已进行绿化。
	占地范围内的膜果麻黄在采伐后应进行统一回收,禁止采伐项目临时、永久占地外膜果麻黄。	项目施工期间严格控制膜果麻黄的采伐区域,未出现在项目占地外的采伐情况。
	根据地形条件施工,减少挖填作业量。丘陵区做好管道的导水沟、护坡建设,场站地表进行压盖,减少水土流失	项目丘陵区管道的导水沟、护坡建设较好。井场占地范围内进行砾石铺垫处理。
	加强对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育,严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物	根据项目监理报告以及验收现场调查,项目施工期以及运营期未发生施工人员与工作人员惊扰与猎杀野生动物的现象。

表 3.1-7 环保措施落实情况对比一览表

存在问题	后评价提出整改措施	落实情况
井场内遗留有钻井废弃物未清理	按照《塔里木油田历史遗留环保隐患治理方案》对历史遗留废弃物进行治理	塔里木油田分公司安环处、博大油气开发部已按照清理计划和治理方案，对遗留固体废弃物进行清理，并通过专家验收。

图 3.1-1 区域现有工程生态环境落实图

3.1.5 环境管理现状

3.1.5.1 排污许可及自行监测执行情况

本项目隶属于博大油气开发部，博大油气开发部目前制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

博大油气开发部大北采气作业区完成了排污登记，登记编号 9165280071554911XG101Z（2022 年 4 月 1 日变更）。

博大油气开发部每年制定自行监测方案，履行自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

博大油气开发部固定源废气监测针对处理站和井场、试采点等的燃气加热炉（撬）和导热油炉，无组织排放监测包括处理站和井场、试采点等的厂界非甲烷总烃无组织排放。废水针对采出水和生活污水排放口进行监测。噪声对处理站和井场、试采点等的厂界噪声进行监测。其他周边环境质量监测针对生活污水处理装置和固废填埋场环境空气、地下水和土壤进行监测。

3.1.5.2 环境应急预案及应急演练情况

塔西南勘探开发公司博大油气开发部于 2020 年 9 月取得《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号 652926-2020-003。开发部采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系；制定了突发环境事件应急演练计划，开展应急培训和应急演练，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制《突发环境事件应急评价总结》；具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.6 现有工程污染物年排放量

根据现有工程污染物例行监测数据及《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果。

表 3.1-7 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.206	0.018	8.237	0.612	0	0

3.1.7 环境问题及“以新带老”改进意见

本工程建设单位严格履行环评手续，并完成各期工程竣工环保验收，在验收调查中各项污染物排放也符合国家的标准要求。运行期间未收到新疆维吾尔自治区生态环境厅和地方环保局开出的行政处罚通知书。

大北天然气处理厂凝析油及天然气处理量较大，根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中储罐控制要求、储罐运行维护要求，VOCs 物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体装载排放控制要求。本次评价建议博大油气开发部后续对大北天然气处理厂制定无组织排放防治方案，加强 VOCs 物料储存、转移、输送、排放、使用、泄露、收集处理等控制措施；厂内主要阀门及其他连接件等进行泄漏检测与控制计划，定期进行泄漏检测，并记录事故台账。建议大北天然气处理厂继续落实环境影响后评价制度，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。

3.2 依托工程

本次工程采出气通过新建采气管线输送至 DB902 阀室后通过大北区块集气干线输送至大北 11 集气站，最终输送至大北天然气处理厂处理；井下作业废水、磺化泥浆钻井岩屑运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置；油基泥浆、

油基泥浆岩屑依托巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站；危险废物依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处理；不可回收利用施工废料、水泥基础拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置。因此将大北天然气处理厂、大北 11 集气站、克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、库车畅源生态环保科技有限责任公司、巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站、拜城县产业园区固废填埋场、拜城县生活垃圾填埋场等作为依托工程进行分析。

3.2.1 大北天然气处理厂

(1) 基本情况

大北天然气处理厂包含于克拉苏气田大北区块地面建设工程内，《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部于 2014 年 8 月予以批复（环审〔2014〕199 号）。2016 年，新疆维吾尔自治区环保厅出具了《关于克拉苏气田大北区块地面工程竣工环境保护验收合格的函》（新环函〔2016〕2030 号）。大北天然气处理厂天然气设计总处理规模为 $66.7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、凝析油处理规模 $22.6 \times 10^4 \text{ t/a}$ 、采出水处理规模为 $7.081 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{a}$ 。根据建设单位提供资料，大北天然气处理厂产生的废气、废水、噪声均达标排放，固废分类收集处理。

(2) 工艺流程

天然气经集气干线气液（ 35°C ， 11.6MPa ）混输至大北天然气处理厂集气装置入口，经集气装置气液分离器分离后，分离天然气经空冷器降温后进入脱水脱烃装置进行处理，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置吸附去除固体杂质后作为产品气外输。从集气装置气液分离器分离出来的烃液，经流量计计量后进入凝析油处理装置，经凝析油处理装置处理的凝析油送至罐区储存，定期装车外运。从脱水脱烃装置低温分离器底部出来的醇烃混合液经换热进入乙二醇再生及注醇装置三相分离器（根据气液密度以及未稳定凝析油与乙二醇的密度差异原理分离）进行分离，分离出的闪蒸气作为燃料气，分离出未稳定凝析油进入凝析油稳定装置，分离出的乙二醇富液进入乙二醇再生及注醇装置处理。

(3) 依托可行性分析

大北天然气处理厂处理能力情况见下表。

表 3.2-1 大北天然气处理厂处理能力一览表

大北天然气处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程新增处理量
天然气（亿 m^3/a ）	66.7	52.05	14.65	1.278

大北天然气处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程新增处理量
凝析油（万吨/a）	22.6	16.23	6.37	0.208
采出水（万 m ³ /a）	70.81	62	8.81	0.15

综上可知，大北天然气处理厂与本项目井场距离约 25.5km，开采天然气通过自本次新建大北 1301 井场到 DB902 阀室输送管线后可依托现有输送管线进入大北天然气处理厂，大北天然气处理厂富余处理能力可以满足本项目处理要求，本项目原料气依托现有大北天然气处理厂处理可行。



图 3.2-2 大北天然气处理厂平面布置示意图

3.2.2 大北 11 集气站

大北 11 集气站包含在克拉苏气田博孜区块初步开发项目中，该项目于 2018 年 8 月 2 日取得批复（新环函[2018]1085 号），并通过自主验收。

大北 11 集气站集气系统采用气液分输工艺，在站内设置气液分离装置和轮换计量装置，分离后的气相经加热炉加热后，进入集气干线输送至大北天然气处理厂进行处理；经分离器分离后的液相进入一级闪蒸罐，经一级闪蒸后，闪蒸气用作燃料气，二级闪蒸气相作为加热炉自用燃料气，二级闪蒸液相去油储罐，定期由罐车拉运至大北天然气处理厂进行处理。根据《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》，目前大北 11 集气站稳定运行，产生的加热炉废气符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉标准限值要求，厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准限值要求。

截至 2022 年，大北 11 集气站处理能力情况见下表。

表 3.2-2 大北 11 集气站处理能力一览表

项目内容	设计规模	现状处理量	富余处理能力	本方案新增产能
集输气量	$500 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$446 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$54 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$

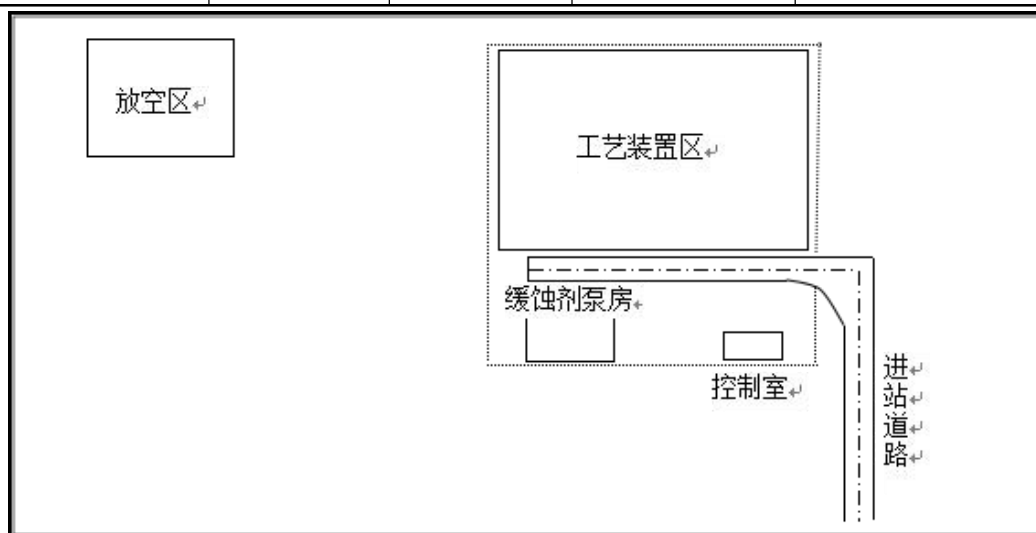


图 3.2-3 集气站平面布置图

综上所述，大北 11 集气站可满足本项目的集气要求，依托可行。

3.2.3 克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 81°31'47.33"，北纬 41°42'33.37"，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复（阿地环函字[2019]260 号），并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见（阿地环函字[2019]834 号）。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。占地面积约 99725m²，站址由西向东依次为 15000m³聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m³危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。根据建设单位提供资料，克拉苏钻试修废弃物环保处理站产生的废气、废水、噪声均达标排放，固废分类收集处理。

（1）磺化泥浆废弃物处理工艺

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

（2）水处理工艺

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

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

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

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

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

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

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

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过（半透过）性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在另一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

（3）依托可行性分析

截至 2022 年，克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理能力情况见下表。

表 3.2-3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理能力一览表

序号	项目内容	设计规模	现状处理量	富余处理能力	本方案新增产能
1	磺化泥浆钻井岩屑	100m ³ /d	72m ³ /d	28m ³ /d	569.8m ³ （折合 1.90m ³ /d）
2	钻试修废水	300m ³ /d	180.4m ³ /d	119.6m ³ /d	井下作业废水 22.5m ³ /a（折合 0.06m ³ /d）；压裂酸化返排液 346.28m ³ （折合 0.95m ³ /d）

综上可知，克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于拟建项目井场东南侧 22.7km 处，由 S307 省道、G579 国道相连，交通方便，且富余处理能力满足本项目新增处理量，因此本工程井下作业固废可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理，依托可行。

3.2.4 巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站

本工程油基泥浆及钻井岩屑依托巴州新瑞环保科技有限公司的油基废钻完井液资源综合回收利用站处理。

油基废钻完井液资源综合回收利用站位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，占地面积 10000m²。项目建有一套 LRET 工艺处理系统及配套设施，年处理油基废钻完井液及固体物 20000m³（50000t），最大可回收钻井油基泥浆 5300m³。2014 年 5 月，新疆维吾尔自治区环境保护厅以“新环函[2014]648 号”对《油基废钻完井液及固体物资源（油基泥浆）综合回收利用项目环境影响评价报告书》予以批复。2015 年 3 月 9 日通过环保验收，2015 年 6 月 17 日取得《巴州新瑞环保科技有限公司危险废物经营许可证》（编号：6528010037）。

巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液及废矿物油资源综合回收利用撬装化装置二期项目处理规模为 330m³/d。巴州新瑞二期项目环评于 2016 年 6 月 21 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2016]775 号），并于 2019 年 6 月 9 日完成自主验收。根据建设单位提供资料，运营期废气、废水、噪声均达标排放，固废分类收集处理。

（1）油基泥浆处理工艺

油基泥浆处理工艺采用 LRET 技术，用专用溶剂浸渍固体混合物以分离可溶组分及残渣的无害化处理技术。其技术原理是通过溶剂萃取，分离液体和固体，回收溶剂和油并再利用。固体处理合格后可循环再利用。

①运输车将油基废钻完井液（废油基泥浆、含油钻屑、固井混浆、堵漏返排混浆、完井清罐罐底油泥等含油类资源的泥砂）从各气井现场等产生点送至厂区原料储存池；②抓斗机将废油基泥浆及固体物抓入除渣系统，将大颗粒岩屑去除；③除渣后的油基泥浆进入离心分离机进行分离，将中小颗粒分离出来；④分离大、小颗粒后的油泥再通过系统的提升泵提升至卧螺分离机，分离出细颗粒并得到成品油基泥浆，该股泥浆输入油基泥浆储存罐，加药调配为可以回用的合格品后用车送到各钻井现场

返回使用；⑤以上设备分离出来的大、中、小、细颗粒均经刮板机送入 LRET 深度脱附设备，然后加入药剂加热脱附，分离出的液体主要含有药剂和油基泥浆，将其送入容器，经加热冷凝分离药剂，分离出来的部分药剂液体返回 LRET 药剂脱附设备循环使用，剩余的油基泥浆液体输送到油泥浆储存罐，加药调配合格后外送井队使用；分离出的固体部分送至固相脱溶装置，通过蒸汽加热，将残余的药剂蒸出进入冷凝器，冷凝回收药剂，回收的药剂送入 LRET 药剂脱附设备循环使用，固相脱溶装置剩余的固相物中油含量符合新疆维吾尔自治区地方标准《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）的要求，将其用于铺设油田井场或用于克深地区天然固废场覆土。

LRET 工艺也可处理含油污泥，工艺流程与油基废钻完井液相同，差别为使用的溶剂及用量不同，产品为合格原油及达标泥土。其处理工艺见图 3.2-2。

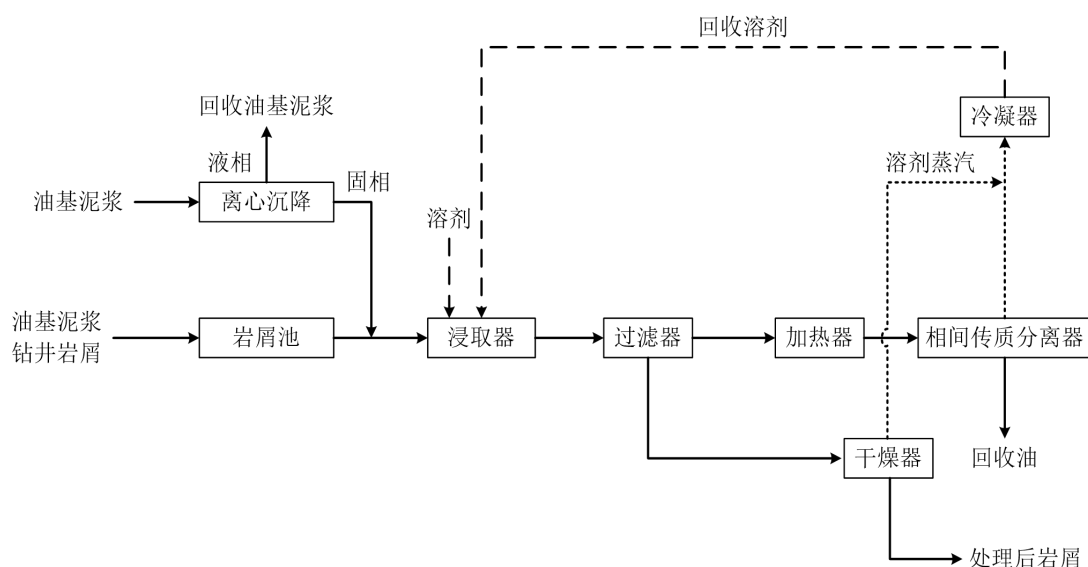


图 3.2-2 LRET 工艺流程图

（2）依托可行性

表 3.2-4 油基废钻完井液资源综合回收利用率处理能力平衡分析表

项目内容	设计规模	现状处理量	富余处理能力	本工程新增产能
油基泥浆及钻井岩屑（万 t/a）	15	9.75	5.25	0.060

库车畅源生态环保科技有限责任公司位于大北 1301 井以东，距本工程约 96km，由 S307-G579 国道相连，交通方便，且富余处理能力满足本工程新增处理量，依托

油基废钻完井液资源综合回收利用站可行。

3.2.5 库车畅源环保科技有限公司

本工程运营期产生的少量落地油泥、清管废渣、含油废物等危险废物依托库车畅源环保科技有限公司处理。

《库车畅源环保科技有限公司 30000 吨/年废矿物油回收利用设施》于 2010 年 5 月 25 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函[2010]261 号),并于 2010 年 12 月 13 日通过阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收(阿地环函字[2010]421 号);《库车畅源环保科技有限公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月取得批复(新环审[2019]26 号),于 2021 年 4 月取得排污许可证(证书编号:91652923556459466U003V),并于 2021 年 10 月完成自主竣工环境保护验收。新疆维吾尔自治区生态环境厅于 2021 年 4 月 23 日颁发了危险废物经营许可证(编号 6529230024),核准经营类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物,有效期至 2025 年 6 月 4 日。根据建设单位提供资料,库车畅源环保科技有限公司产生的废气、噪声均达标排放;生活污水定期拉运至英买油气处理厂公寓生活污水处理设备进行处理,生产废水作为急冷塔用水串级利用,不外排;固废分类收集处理。

库车畅源环保科技有限公司位于阿克苏地区库车市,现有处理能力为 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置,主要建设 1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置,1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置,1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置,1 套 7 万吨/年废矿物油回收利用项目装置。

本项目依托库车畅源环保科技有限公司焚烧工艺对危险废物进行处理,这种工艺对多种有害物质去除效果良好,且经焚烧后还原土含油率低于 0.45%,可满足当前环保要求。焚烧烟气采用“SNCR 脱硝+半干急冷塔+活性炭吸附+石灰吸附+布袋除尘器+除酸塔”工艺进行净化处理,飞灰等危废采用罐装储存并定期送危废处置单位库车红狮水泥有限公司进行处理。

2022 年库车畅源环保科技有限公司处理能力情况见下表。

3.2-5 库车畅源生态环保科技有限责任公司处理能力一览表

序号	项目内容	设计规模	现状处理量	富余处理能力	本方案新增量
1	HW08 类危险废物	46 万吨/a	27.6 万吨/a	18.4 万吨/a	1.352 吨/a

库车畅源生态环保科技有限责任公司，位于库车，与本项目直线距离约 150 公里，由 S307 省道-G579 国道-G3012 国道相连，交通方便，且富余处理能力满足本项目新增处理量，因此本工程井下作业固废可依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，依托可行。

3.2.6 拜城县产业园区固废填埋场

施工期产生的施工废料、水泥基础运至拜城县产业园区固废填埋场处置。

拜城县产业园区固废填埋场位于拜城县拜城产业园区新区东北侧约 14km 处的山谷中，周边 3km 以内全部为山谷地形。

2019 年，新疆金晖兆丰能源股份有限公司投资 5000 万元建设一般工业固体废物 II 类固体废物填埋场，于 8 月取得新疆维吾尔自治区生态环境厅出具的《关于新疆金晖兆丰能源股份有限公司 100 万吨/年 PVC 及综合配套循环经济项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2019〕153 号）；2022 年 4 月取得排污许可证（91652926MA77D51K00003V，有效期至 2027 年 4 月），11 月完成自主竣工环境保护验收。2022 年，中石化江汉石油工程有限公司收购新疆金晖兆丰能源股份有限公司 100 万吨/年 PVC 及综合配套循环经济项目灰渣场，并将灰渣场改名为拜城县产业园区固废填埋场。该填埋场主要处理拜城县一般固体废物。

拜城县产业园区固废填埋场 2022 年投入使用，占地面积约 162 万 m²，总设计库容 1600 万 m³，服务年限为 10 年。填埋场为沟谷型填埋场，一次性建成，按照不同的填埋物分期分块地使用。

表 3.2-6 拜城县产业园区固废填埋场处理能力平衡分析表

项目内容	设计规模	现状处理量	富余处理能力	本工程新增产能
一般固废（万 m ³ ）	1600	10	1590	施工废料、水泥基础约 6.8t

拜城县产业园区固废填埋场位于本工程东 25km 处，由 S307 省道-G579 国道相连，交通方便，且富余处理能力满足本工程新增处理量，依托可行。

3.2.7 拜城县生活垃圾填埋场

本工程施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处，处理规模为 290t/d，该填埋场建设工程于 2009 年取得环评批复，2010 年开工建设，2011 年 12 月竣工投入使用，现已封场。拜城县城生活垃圾处理二期工程于 2017 年 10 月取得审查批复（文号：阿地环函字[2017]592 号），新建生活垃圾卫生填埋场 1 座，近期处理规模 200t/d，远期（2032 年）为 260t/d，现已正常运行，可接收本工程施工期产生的生活垃圾。

3.3 拟建工程

3.3.1 工程概况

- （1）项目名称：大北 1301 井集输工程。
- （2）建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。
- （3）建设性质：改扩建。
- （4）建设地点：新疆阿克苏地区拜城县。
- （5）项目投资：总投资 7534.53 万元，其中环保投资 195 万元，占总投资的 2.6%。
- （6）建设内容及规模：部署 1 口气井，设计井深 5742m，目的层为白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组（未穿）；新建大北 1301 井至 DB902 阀室管道 3.34km；配套自动控制、通信、供配电、给排水等辅助系统工程。项目建成后，新增产气规模 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产油规模 0.57t/d。工程组成及主要建设内容详见表 3.3-1。
- （7）项目进度：本项目大北 1301 井原为勘探井，2023 年 2 月 10 日取得环评批复，目前钻前工程已基本完成，正在进行钻井工程。

表 3.3-1 拟建工程主要建设内容一览表

项目	工程组成	具体内容
	产能	部署采气井 1 口，设计井深 5742m，产气规模 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产油规模 0.57t/d
主体工程	钻井工程	新钻 1 口采气井，建设钻井平台、岩屑池（1 座， 1000m^3 ）、应急池（1 座， 100m^3 ）、放喷池（2 座，单个容积 100m^3 ）、生活污水池（1 个， 300m^3 ）等设施、井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。
	地面工程	建设标准化井场 1 座，井口区（ $8 \text{m} \times 8 \text{m}$ ），设备间（ $6.6 \text{m} \times 3.2 \text{m}$ ）、

项目	工程组成		具体内容
			工艺装置区（15 m×15 m），放喷池（8m×3 m）。 主要包括电磁加热器撬 1 座，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐、电力线路等辅助工程。
		管线	采气管道从大北 1301 井接出，自北向南敷设接入 DB902 阀室预留头，新建大北 1301 井采气管道（DN80 22Cr）3.34km
辅助工程		供电	由 35kV 博宛线接至大北 1301 井场，线路全长 145m。在井场附近设 100kVA 杆上变压器，为井场负荷供电。杆上变压器低压侧采用低压电缆引接至井场内橇装设备间的低压配电柜进线，设置低压配电柜 2 面，为站内低压负荷供电。井场内设置橇装设备间 1 座，低压配电柜、UPS、一体化井安控制盘等均安装于橇装设备间内。
		供水	施工期用水由罐车拉运，运行期不新增新鲜水。
		供热	施工期无需供暖，运营期各井场采用 60kW 电加热器撬一套。
		自控	本项目在采气井场设置一套 RTU 控制系统，将采气井场过程生产数据传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控。
		通信	井场为无人值守井场，气田内部传输采用光纤以太网传输，井场数据就近接入现有光缆，实现各井场 RTU 数据的远程集中监控。
		道路	大北 1301 井紧邻砂石公路，依托现有油田公路网。
		防腐保温	采气管线为：单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层预制+端部防水层。管道补口、热煨弯管防腐保温结构为无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。
		临时工程	井场：钻井工程施工场地临时占地 12600m ² ，施工区井场生活区占地面积 3500m ² ，放喷池 200 m ² ，施工便道 1600m ² 。 管线：电力线路施工临时占地 1160m ² ，管线施工临时占地 33400m ² ，项目不涉及取、弃土场。
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。 焊接烟尘：无组织排放。 施工机械和车辆尾气：选择符合排放标准的施工机械，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。 测试放喷废气：科学测算放喷时间，减少天然气点火放空造成环境污染。
		运营期	井场、阀组无组织废气：本工程采用密闭集输工艺，少部分无组织烃类气体场内逸散。
		闭井期	施工扬尘：洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。
	废	施工期	生活污水：施工营地设置防渗污水收集池（撬装组合型钢板池）收集

项目	工程组成	具体内容
	水	生活污水，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。
		钻井废水：钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
		压裂酸化返排液：在各井场中和后收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。
		管道试压废水：由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。
	运营期	运营期无新增生活废水。
		采出水：随凝析油一起输送至大北天然气处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。
		井下作业废水：送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。
	闭井期	无废水产生
	噪声	施工期 施工设备噪声：采用低噪声设备、合理安排施工时间，采取围挡措施。
		运营期 设备噪声：选择低噪声设备，基础减振。
		闭井期 运输车辆噪声：合理安排作业时间和运输路线。
	固废	施工期
		剩余土方：用于管线施工作业带平整，不外运。 泥浆、岩屑：在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理。 施工废料、水泥基础：首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置。 含油废物和废烧碱包装袋：含油废物包括现场简单维修产生的废矿物油、沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻

项目	工程组成		具体内容
			井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，含油废物和废烧碱包装袋收集后暂存于撬装危废暂存间，由库车畅源环保科技有限公司处理。 生活垃圾：收集后拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。
		运营期	落地油泥、清管废渣、含油废物：分类收集，交由库车畅源环保科技有限公司处理。
		闭井期	废弃管线、建筑垃圾：运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置。 废防渗材料：由库车畅源环保科技有限公司处理。
	生态	施工期	施工营地：严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。 管线：严格控制管线施工作业带在 10m 范围内，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。
		运营期	管线上方设置标志，定时巡查管线。
		闭井期	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。
	环境风险	管线	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪。
		事故放喷池	建设放喷池，用于事故状态下油气放喷。

(7) 工程布局

项目各井场及管线起终点坐标详见表 3.3-2。

表 3.3-2 项目各工程布局情况一览表

序号	名称			坐标	
				X	Y
1	井场	大北 1301 井			
2	管线	大北 1301 井- DB902 阀室采气	起点		
		管线 3.34km	终点		

注：采用 2000 国家大地坐标系，3°分带，中央子午线 81°。

(8) 工程占地及土石方

①工程占地

永久占地：项目永久占地 1867m² 主要为井场占地、电力线路基座占地和集输管线铺设完成后管线上方设置永久性标识占地，占地类型全部为裸地。

临时占地：项目临时占地 52460m² 主要是井场施工、施工营地、管沟开挖、施工便道和电力线路施工压占，占地类型为裸地。

表3.3-3 工程永久占地和临时占地组成一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		占地类型	占用植被类型	备注
		永久占地	临时占地			
1	井场	0.1455	1.63	裸地	植被稀疏、盖度较低、以新疆绢蒿、戈壁针茅、猪毛菜和合头草群系为主	单座井场永久占地为28m×43.6m，放喷池永久占地13m×18m=234m ² 。钻井期井场临时占地面积为140m×90m，井场生活区占地面积3500m ² ，放喷池200 m ² 。
2	电力线	0.0396	0.116			电力线路变压器围栏及周边范围占地50m ² ，3根电杆占地346m ² 。电力线路长145m，作业带宽度8m
3	管线	0.0016	3.34			集输管线永久性标识占地16m ² 。集输管线3.34km，作业带宽度10m
4	施工便道	0	0.16			施工便道1600m ²
5	合计	0.1867	5.246	--	--	--

②工程土石方平衡

本工程施工挖填方主要在管线施工过程中产生。按照经济优化的原则，管沟填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到开挖土料利用量和建筑工程量的平衡，减少弃土工程量。在管道沟槽开挖时，开挖出的渣土堆放沟槽边 1m 处，熟土（表层土）和生土（下层土）分开堆放。管道沟槽回填时按生、熟土顺序填放，用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），多余土方就地平整。剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。

工程共新建管线 3340m，管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m。本工程共开挖土方约 1.493 万 m³，回填土方 1.493 万 m³，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。项目井场、施工营地、施工便道占地 1.79hm²，根据地势，移挖做填，场平高度为 1m，开挖量为 1.79 万 m³，全部回填。本工程土石方平衡见下表 3.3-4。

表3.3-4 土方挖填方平衡表 单位: m³

项目分类	挖方量	填方量	剩余量	借方
管道工程	14930	14930	0	剩余土方用于施工作业带平整, 不外运
井场	13000	12600	400	
施工营地	3500	3775	-275	
施工便道	1600	1725	-125	
合计	33030	33030	0	

(9) 劳动定员和工作制度

项目钻井期单井施工人员 60 人, 地面工程施工人数为 30 人, 运营期管理人员内部调配, 年生产 365 天。

(10) 建设周期

项目大北 1301 钻井周期为 225 天, 地面工程施工天数为 90 天。

3.3.2 油藏特征**(1) 井口参数天然气性质**

大北 1301 井暂无试油数据, 产气量根据周边井口数据暂定气量 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 井口压力 56.5MPa, 产油 0.57t/d, 井口温度 47.1℃, 前期气井不含气田水, 本次评价按 $1500 \text{m}^3/\text{a}$ 计。

(2) 天然气物理性质

本项目天然气物理性质参照大北 12 区块天然气物理性质。

表 3.3-5 天然气性质一览表

地层		相对密度	组分含量					
系	组		烃类（%）			非烃类（%）		
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈ 及以上	N ₂	CO ₂	H ₂ S
白垩系	巴什基奇克组、巴西改组	0.5737~	96.33~	0.81~	0.161~0.178	0.862~	0.273~	/
		0.5994	97.77	0.83		2.053	0.384	

(3) 凝析油性质

本项目凝析油物理性质参照大北 12 区块及大北 13 井。

表 3.3-6 凝析油质一览表

地层		密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)	蜡含量 (%)	胶质含量 (%)	沥青含量 (%)	硫含量 (%)
系	组							
白垩系	巴什基奇克组、巴西改组	0.786~ 0.839	0.8080~ 3.217	-10~8	10.0~ 10.3	0~0.587	0~0.487	0~0.095

(4) 气田水性质

气田水物理性质参照大北 12 区块及大北 13 井。

表 3.3-7 地层水性质一览表

地层		密度 (g/cm ³)	氯根 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
系	组				
白垩系	巴什基奇克组	1.14	62900~115400	112000~198050	CaCl ₂

3.3.3 主体工程

3.3.3.1 钻井工程

项目新钻 1 口采气井，设计井深 5742m，目的层为白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组（未穿）。

(1) 钻井工程建设内容

钻井工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程三个部分，井场钻井工程主要内容和工程量情况见表 3.3-5。

表 3.3-8 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注	
钻前工程						
1	井场	井场面积	永久占地 1455/临时 占地 16300	m ²	1	单座井场永久占地为28m×43.6m，放喷池永久 占地13m×18m=234m ² 。 钻井期井场临时占地面积为 140m×90m，井场 生活区占地面积 3500m ² ，放喷池 200 m ² 。
2		钻井基础	--	套	1	--
3		水基岩屑池	1000m ³	个	1	占地 300m ² ，设置环保防渗膜+混凝土，暂存 水基泥浆钻井岩屑，按不同开采时段分类暂存
4		油基泥浆岩 屑铁罐	50m ³	个	1	用于油基泥浆钻井岩屑暂存

序号		名称	规格参数	单位	数量	备注
5		应急池	100m³	个	1	占地 50m²，环保防渗膜+可拆卸钢板，用于不落地回收系统出现事故时存放钻井岩屑。
6		放喷池	100m³	个	2	主副放喷池各一个
7		回收罐	50m³	个	1	可能发生井喷时需配备
8		危废间	20m²	座	1	撬装式危废间，具有防风、防雨、防晒功能，用于暂存施工期危险废物
9		材料爬犁	带护栏	个	2	--
10	生活区	生活污水池	300m³	个	1	环保防渗膜+撬装组合型钢板池
11		施工营地	临时占地 1600m²	座	1	撬装装置
钻井工程						
钻井设备安装			钻井成套设备搬运、安装和调试			
钻井作业			采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
录井、测井			记录钻井过程中的所有地质参数，并对岩层孔度等进行测量			
完井			进行完井作业后，拆除井场设备，安装注水计量及流量调节设施			
钻后工程						
井场平整恢复			井场平整、恢复，做到料净、场地清等			

(2) 井身结构

本工程设计井型为直井，采用五开井身结构。井身结构见下表。

表 3.3-9 本工程井身结构

开钻 次序	井深 m	钻头 尺寸 mm	套管 尺寸 mm	套管下入 地层层位	套管 下入井段 m	水泥封固段 m
1	200	660.40	508.00	第四系	0-200	0~200
2	2500	444.50	365.13	新近系库车组	0-2500	0~2500
3	4552	333.40	273.05	库姆格列木群盐岩段	0-4452	0~4552
			293.45	顶	4452-4552	
4	5407	241.30	196.85	库姆格列木群下泥岩	4252-4500	4252~5407
			206.38	段顶(封完全部盐层)	4500-5407	
5	5742	168.30	139.7	白垩系巴什基奇克组	5007-5742	5007~5742
完钻后回接生产套管			196.85	/	0-4252	0~4252

(3) 钻井设备

钻井设备包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等。井场设发电机组及钻机动力系统。

表 3.3-10 井场主要设备设施情况一览表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	数量
一	钻机	ZJ90D	4500kN		1 台
二	井架	JJ450/45-K	4500kN		1 台
三	提升系统	绞车	JC5D	1100	1 台
		天车	TC1315	3150	1 台
		游动滑车	YC-315	3150	1 台
		大钩	DG315	3150	1 台
		水龙头	SL450	4500	1 台
四	转盘	ZP520B1			1 台
五	循环系统配置	钻井泵 1#	F1600	1180	1 台
		钻井泵 2#	F1600	1180	1 台
		钻井液罐	13000×3000×2500		总容量: 250m ³
		搅拌器	NJ-7.5		12 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	CA3512	1520	1 台应急使用
		柴油机 2#	CAT3512	1520	1 台应急使用
		柴油机 3#	CAT3512	1520	1 台应急使用
		柴油储罐	20m ³		1 个应急使用
七	发电机组	发电机 1#	Volvo	400	1 台应急使用
		发电机 2#	Volvo	400	1 台应急使用
		MCC 房			1 栋
八	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12	55	6.5m ³ /min
		电动压风机	2V6.5/12	55	6.5m ³ /min
九	固控系统	振动筛	J1/A-2/E48-90F-3T A		1 套
		除砂器	ZQJ254×2	55	800GPM
		除泥器	ZQG125×8	3	1 台
十	井控装置	单闸板防喷器	FZ35-35		1 套
		双闸板防喷器	2FZ35-35		1 套
		控制装置	FKQ5606		1 套
		节流管汇	JG-35		1 套
		压井管汇	YG-35		1 套
		液气分离器	YFQ-1200		1 套
		除气器	ZCQ ₂ -1/4	11	1 套
		司钻控制台			1 套
十一	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪		1 套
		测斜仪	单点测斜仪		1 套

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	数量
十二	液压大钳				1 台

(3) 钻井液体系

本工程钻井液体系见表 3.3-11。

表 3.3-11 钻井液体系一览表

开次	地层	钻井液体系	特点	关键性能
一开	Q	膨润土-聚合物	强携岩、封堵防塌	1.05-1.15g/cm ³ , 高粘高切、强化携带、强造壁性能
二开	Q-N1j	(KCl) 聚合物/KCl-聚磺	强抑制、强封堵、润滑	1.10-1.40g/cm ³ , API 失水 12-5ml, K ⁺ ≥15000mg/L 若聚合物体系不满足安全快速钻进, 应及时转磺: API≤5ml, HTHP 失水≤10ml, 加足白沥青、乳化石蜡、超细钙类封堵剂
三开	N1j-E1-2km	KCl-聚磺	强抑制、强封堵防塌	1.30-1.99g/cm ³ , HTHP≤10ml, K ⁺ 浓度 (20000-35000mg/L) 优选适宜软化点 (80~100℃) 沥青类, 保持沥青浓度≥3%
四开	E1-2km	油基	强抑制、抗污染	2.12-2.45g/cm ³ , HTHP≤5ml, ES≥700V, 油水比: ≥90:10
五开	K	油基	抗高温、储层保护	1.53-1.75g/cm ³ , HTHP≤3ml, ES≥500V, 油水比: ≥80:20 钻遇裂缝性漏失, 采用高酸溶性材料, 保护储层

(4) 钻井工程主要原辅材料

本工程钻井过程中一开至二开上采用非磺化水基泥浆, 二开下至三开采用磺化水基泥浆, 四开至五开采用油基泥浆。原材料消耗情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 单座井场主要原辅材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	备注
1	柴油	t	21	轻质石油产品, 是复杂的烃类混合物, 易燃易挥发, 不溶于水, 易溶于醇和其他有机溶剂, 是组分复杂的混合物, 配制油基泥浆
2	水	m ³	5169	配制泥浆及生活用水等
3	水泥+硅粉	t	560	硅石提炼硅铁后的排放物, 为粉状物料, 外观颜色为灰绿色, 硅粉成分相对稳定, 烧失量小, 属纯度较高的硅质物料; 水泥的主要原料为石灰或硅酸钙, 硬化后能够抵抗淡水或含盐水的

序号	材料名称	单位	数量	备注
				侵蚀，用于固井
4	膨润土	t	21	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性，用于配制泥浆
5	纯 (Na_2CO_3)	t	0.6	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇，用于调节钻井液 pH 值
6	烧碱/ NaOH	t	1.3	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化,为强电解质，具有盐的通性和热稳定性，用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物 /80A51/NM1-4 等	t	3.6	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性，钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
8	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	2	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性，钻井液增粘和降滤失剂
9	抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	1.3	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点，钻井液降滤失剂
10	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	6.6	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好，钻井液处理剂
11	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	3.4	酚醛树脂和腐植酸缩合物，钻井液抗高温抗盐降滤失剂
12	加重剂/重晶石粉	t	54	主要成分 BaSO_4 ，白色粉末，可将钻井液密度配至 $2.0\text{g}/\text{cm}^3$ ，钻井液加重剂
13	加重剂/石灰石粉	t	6	主要成分 CaCO_3 ，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染，钻井液加重剂
14	除硫剂	t	0.2	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味，钻井液除硫剂
15	防塌剂（胶体）/SY-A01 等	t	13	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物，钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
16	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	7	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好，钻井液防塌剂
17	润滑剂/PRH-1/	t	3.2	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体，钻井液润滑剂

序号	材料名称	单位	数量	备注
	TRH-1 等			
18	氯化钾	t	21.6	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌，提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
19	超细碳酸钙	t	11	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙，钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
20	固体润滑剂/SHR-102 等	t	2	特种树脂，黑色粉末，钻井液抗盐抗高温降滤失剂
21	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	5	灰白色粉末，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，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害，堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂

（5）固井

一开采用常规密度水泥浆一次上返固井；二开采用常规密度水泥浆一次上返固井；三开先悬挂后回接。尾管固井采用单级，浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.02）+双凝水泥浆（钻井液密度+0.05）；回接固井采用单级，浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.02）+单凝水泥浆（钻井液密度+0.05）。

（6）钻井井场布置

钻前工程包括井场、岩屑堆放场地、放喷管线、施工营地等建设活动。井场采用标准井场，岩屑临时堆放区位于井场外，主副放喷管线位于井场两侧。平面布置见图 3.3-1。

3.3.3.2地面工程

(1) 井场

采气井场由采气树、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成。采气井场主要设备设施情况见表 3.3-13。井场平面示意图见图 3.3-2。

表 3.3-13 采气井场设备设施一览表

分类	设备设施名称	单位	数量
大北 1301	采气树	座	1
	60kW 电加热器橇	台	1
	RTU 柜	座	1
	气体报警控制器柜	座	1
	配电柜	座	1

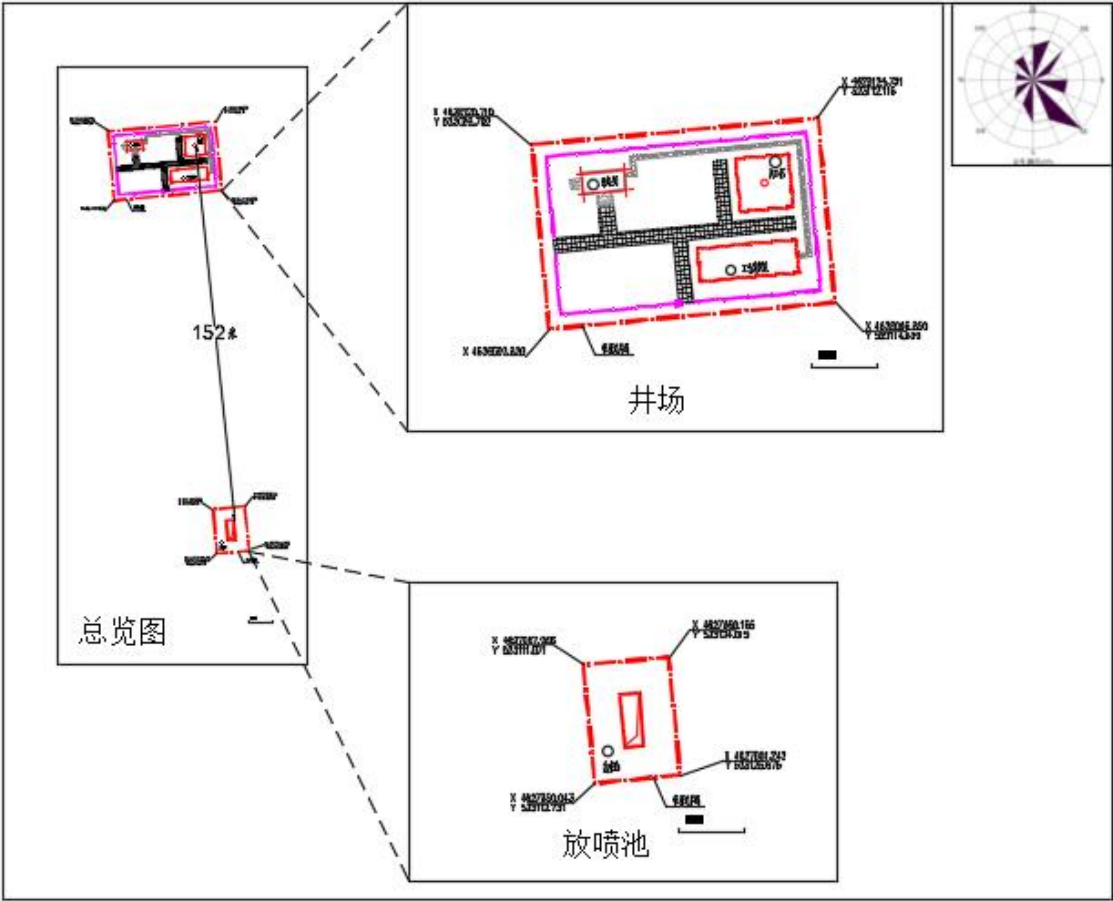


图 3.3-2 井场平面示意图

(2) 集输管线

本项目新建集气管线 3.34km。集输管线主要设备一览表见 3.3-13。

表 3.3-14 管线工程主要设备设施一览表

序号	起点	终点	长度 (km)	管径 (mm)	压力 (MPa)	材质	输送介质
1	大北 1301	DB902 阀室	3.34	Ø88.9×4mm	20	22Cr 双相 不锈钢无缝钢管	油气混合物

3.3.3.3 闭井

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《油气田开发生产井报废规定》（Q/SY36-2007）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水窜层。井口封堵后，拆除井场设施及围挡，恢复井场原有自然地貌。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成的二次破坏。

3.3.4 辅助工程

项目辅助工程主要包括给排水、供热、供配电、自控、通信、道路、防腐保温等内容。

3.3.4.1 给排水

（1）施工期

给水：项目施工期用水主要为钻井用水、管道试压用水、生活用水。

钻井用水和生活用水均由水罐车拉运至井场和生活区，其中钻井用水量约 4516m³。项目单井钻井施工人数约 60 人、地面工程 30 人，大北 1301 钻井周期为 225 天，地面工程施工天数为 90 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则钻井施工期生活用水量为 540m³，地面工程施工期生活用水量为 108m³。

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，试压用水量为 5m³，由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用。

排水：项目施工期废水主要为钻井废水、压裂返排废液、管道试压废水、生活废水。

钻井废水产生量 3022.6m³，由不落地系统处理后，液相用于配置钻井液，完井后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理。压裂酸化返排液产生量约

346.28m³，井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

管道试压用水量为 5m³，管道分段试压，试压操作过程中按 5%损失考虑，则项目试压废水产生量为 4.75m³，主要污染物为 SS，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，则钻井施工期生活废水量为 432m³，地面工程施工期生活废水量为 86.4m³，生活营地设置防渗污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

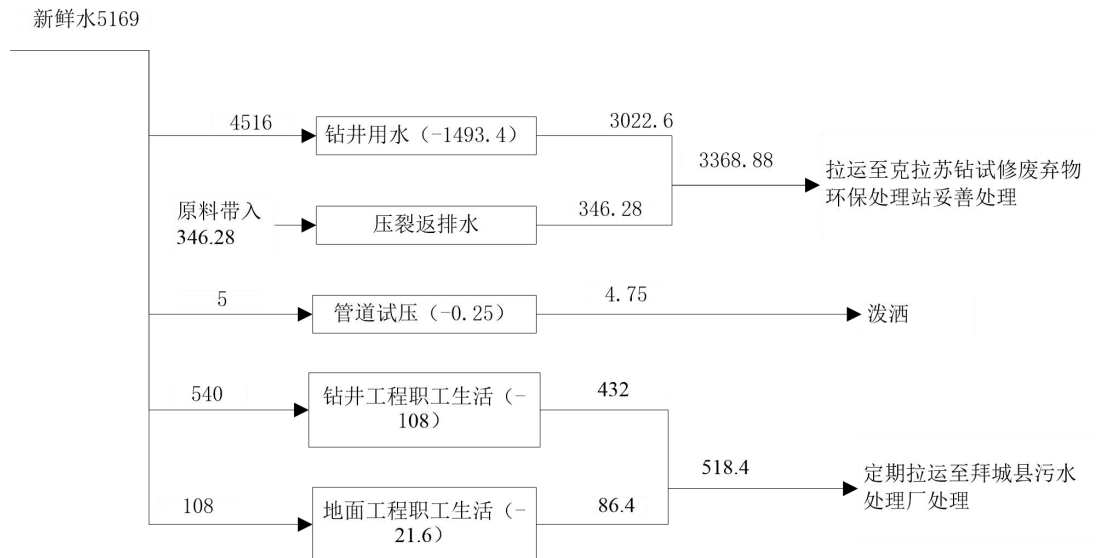


图 3.3-2 本项目施工期给排水平衡图（单位 m³）

项目施工期给排水水量平衡见表 3.3-15。

表 3.3-15 项目施工期给排水水量平衡表

单位：m³

用水工序	新鲜水量	原料带入量	损耗水量	排放量
钻井用水	4516	0	1493.4	3022.6
压裂返排废液	0	346.28	0	346.28
管道试压用水	5	0	0.25	4.75
钻井职工生活用水	540	0	108	432
地面工程职工生活用水	108	0	21.6	86.4
合计	5169	346.28	1623.25	3892.03

B 运营期

运营期人员内部调配，不新增生活废水；根据设计资料项目无采出水，项目主要废水为井下作业废水。井下作业废水产生量 22.5m³/a，采用专用回收罐收集送克拉苏钻试修废弃物环保站处理。

3.3.4.2 供热

项目施工期无需供暖。运营期单井采用井口电加热集输工艺，加热对象为采出气，通过加热节流撬加热后外输，电加热器撬功率 60Kw。

3.3.4.3 道路

本项目大北 1301 井紧邻砂石公路，依托现有油田公路网。

3.3.4.4 自控

在井场设置一套 RTU 控制系统，将生产数据传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站 DCS 系统，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。

3.3.4.5 通信

井场采用光纤以太网传输井场的仪控数据和视频信息至作业区调控中心监控系统，实现各井场 RTU 数据的远程集中监控。

3.3.4.6 供配电

井场配套建设低压配电柜 1 面，为用电设备供电，配套建设架空电力电缆 145m。

3.3.4.7 防腐保温

（1） 线路管道

原料气线路管道直管防腐保温采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层预制+端部防水层。管道补口、热煨弯管防腐保温结构为无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。

（2） 站场埋地管道

埋地保温管道与线路管道管径和工况相同时，采用与线路管道相同的防腐保温方案。埋地保温管道与线路管道管径和工况不同时，采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+聚氨酯泡沫塑料保温层（保温层厚度同直管）+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层（总厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ ）。埋地放空气管道的直管、补口、管件（如弯头、三通、大小头等）等外壁均采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

（3） 站场地面管道及设备

1) 地面不绝热不锈钢管道及设备外壁不涂敷防腐涂层。

2) 地面不绝热碳钢、低合金钢管道及设备外壁的防腐层结构为环氧富锌底

漆+环氧云铁中间漆+聚氨酯面漆。

3) 地面保温管道及设备外壁的防腐保温层结构为耐高温环氧酚醛涂料防腐层+复合硅酸盐保温层+铝合金薄板外护层。

3.3.5 工艺流程及排污节点分析

3.3.5.1 施工期工艺流程及排污节点分析

井场工程主要分为钻前工程、钻井工程和测试放喷三部分。

3.3.5.1.1 井场工程

(1) 钻前工程

钻前工程主要为场地平整、清理等为钻井工程做准备的施工活动。项目采气井临近油田道路，依托现有公路网，建设施工便道 200 米。井场建设根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

(2) 钻井工程

本项目部署钻井 1 口，采用 ZJ90D 钻机，钻机为电钻机，采用电网供电，柴油发电机为备用。钻井采用旋转的钻头通过切削地层，形成井眼，并使用钻井液将切削岩屑不断带出井眼，以保证持续钻进，直至目的层的过程。地下钻井井身采用套管作为分层隔离封闭的措施，用于防止串层污染。

作业流程及产污环节如下。

通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

在钻井阶段，返排泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土-聚合物岩屑、KCl 聚合物岩屑采用不落地系统收集，处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理。磺化泥浆岩屑采用不落地系统收集，岩屑池暂存后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理。油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理。钻井阶段结束后，水

基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻井液资源综合利用站处理进行处理。含油废物主要为含油废物包括现场简单维修产生的废矿物油、沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，集中收集后暂存于危废暂存间内，由库车畅源环保科技有限公司处理。钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，含油废物和废烧碱包装袋收集后暂存于撬装危废暂存间，由库车畅源环保科技有限公司处理。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配置，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配置泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配置时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。本项目区域第四系含水层为孔隙含水层，表层钻井液为膨润土泥浆（主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等），钻井时泥浆会沾附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

（3）测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经

两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

井场工程主要废气为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2、测试放喷废气 G3；废水主要为生活污水 W1、钻井废水 W2、压裂酸化返排液 W3；噪声为钻机、泥浆泵及放喷气流等噪声 N；固体废物为井场开挖产生的土方 S1、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑 S2、生活垃圾 S7、含油废物 S3、废烧碱包装袋 S4。

井场工程建设过程工艺流程及产污环节见图 3.3-3 所示。

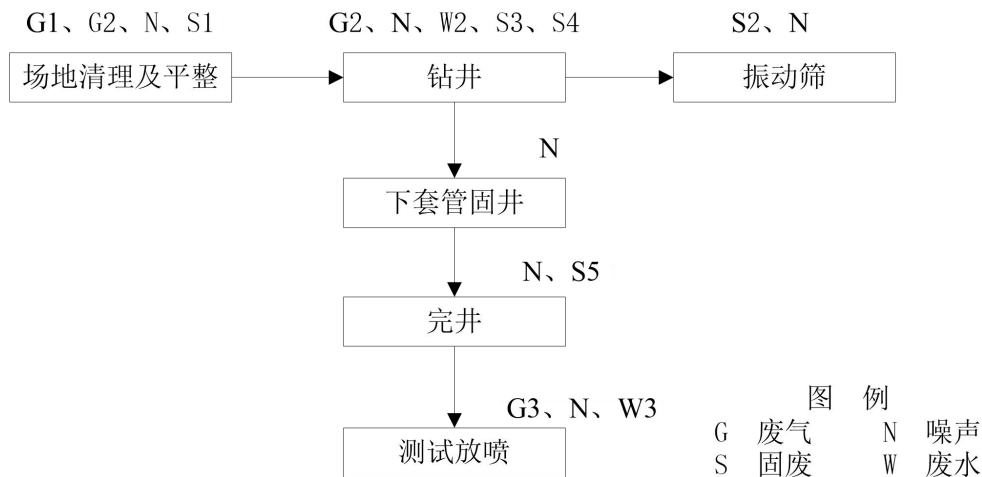


图3.3-3 井场工程建设过程工艺流程及排污节点图

3.3.5.1.2站场工程

本项目建设采气井场 1 座，施工期工程内容主要为设备安装及站场内管线连接。首先对场地进行清理、平整，将采气设备及阀室设备拉运至场地，进行安装调试；同时进行站内建筑物建设。施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

站场工程主要废气为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2；废水主要为生活污水 W1；噪声污染源为施工机械产生的噪声 N；固体废物主要为开挖产生的土方 S1、含油废物 S3、生活垃圾 S7、施工水泥基础 S5。

站场工程建设过程工艺流程及产污环节见图 3.3-4 所示。

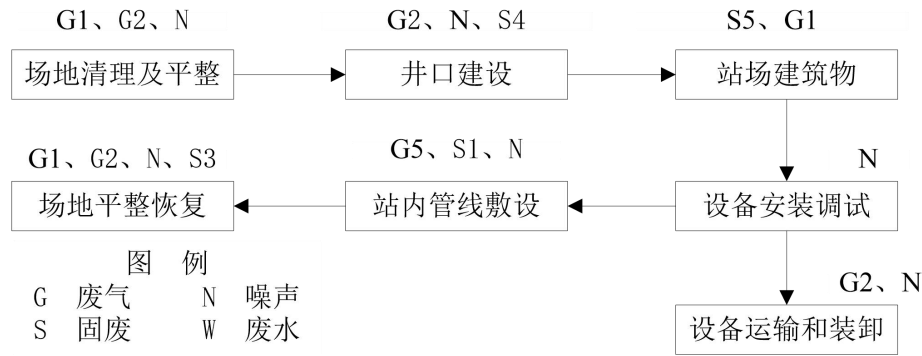


图3.3-4 站场工程建设过程工艺流程及排污节点图

3.3.5.1.3 管线工程

项目管线工程均采用地埋式敷设，主要施工内容施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工前土地平整

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约10m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

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

(2) 管沟开挖及下管

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。管线最小管顶埋深1.2m。

施工作业带断面布置图见图3.3-5，管线与已建管线穿越示意图见图3.3-6。

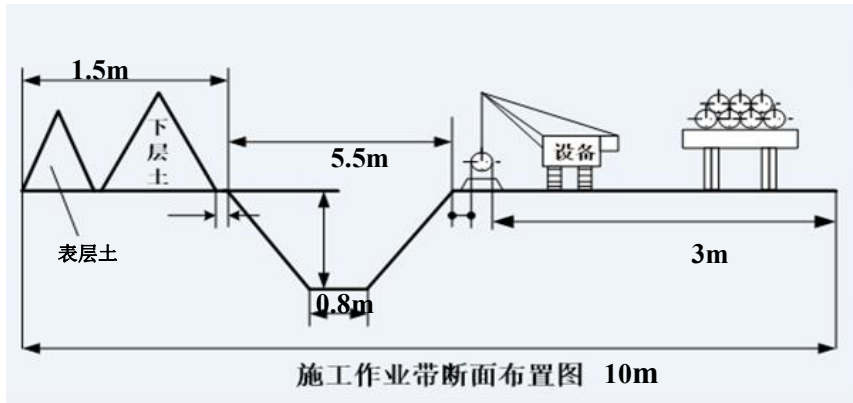


图 3.3-5 施工作业带断面布置图

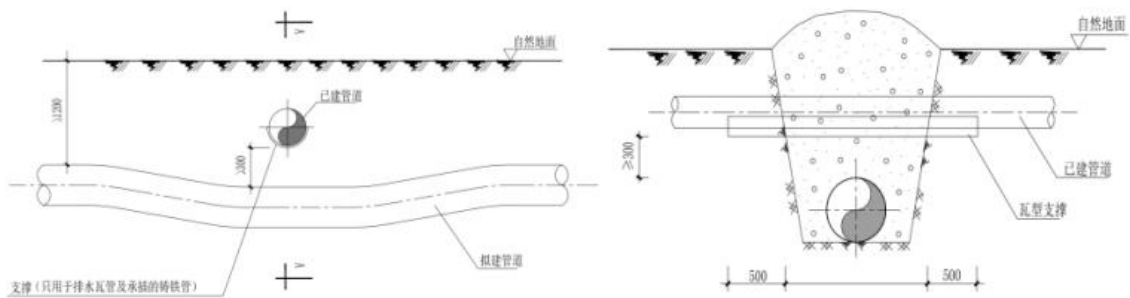


图 3.3-6 管线与已建管线穿越示意图

(3) 穿越工程

拟建工程管线穿越现有砂石路面时，采取开挖方式埋设，沿线穿越砂石道路 2 次。开挖方式直接将砂石路面挖开后放入管线。在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在管沟一侧，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；临时表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

④管道连接与试压

集输管线采用焊接组装。焊接完成后对管道采用压缩空气进行吹扫。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采气树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过新建/现有集输管线输送至集气站处理。

⑥收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟

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

该工序废气污染源为施工扬尘G1、施工机械尾气G2、焊接烟尘G4；废水污染源主要为生活污水W1、管线试压废水W4；噪声污染源为施工机械产生的噪声N；固体废物为管沟开挖产生的土方S1、生活垃圾S7、管道焊接及管道吹扫产生的废渣、边角料等施工废料S6。

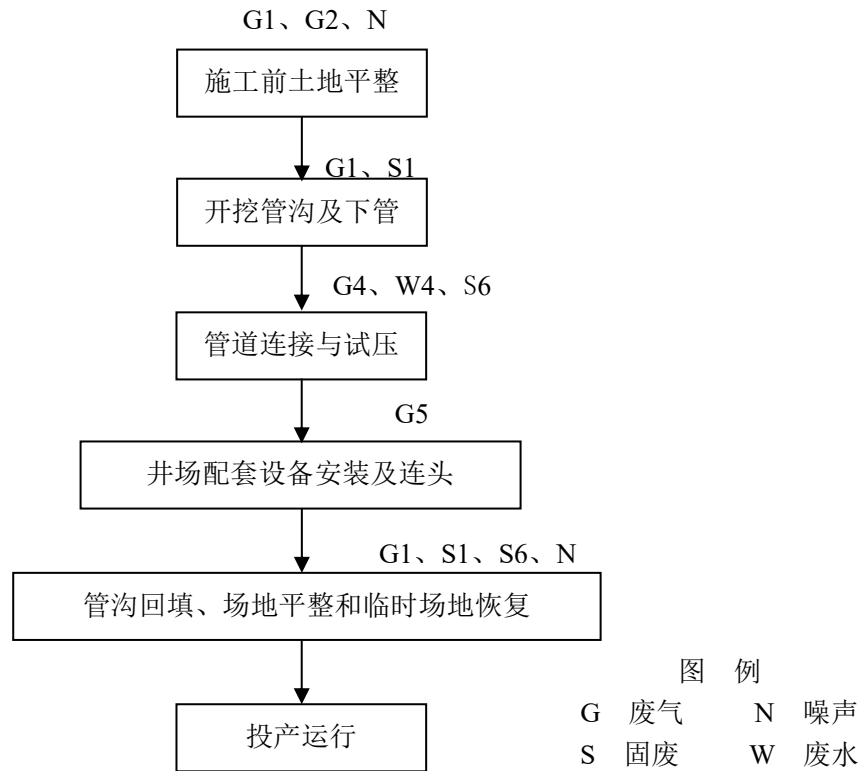


图3.3-7 管线施工期工艺流程及排污节点图

项目施工期排污节点详见表 3.3-16。

表3.3-16 项目施工期排污节点一览表

类别			排污节点	主要污染物	防治措施
施 工 期	废气	G1	施工扬尘	颗粒物	洒水降尘，无组织排放。
		G2	施工机械尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	使用合格燃料，无组织排放。
		G3	测试放喷废气	颗粒物、非甲烷总烃	控制测试放喷时间。

		G4	焊接烟尘	颗粒物	无组织排放。
	噪声	N	施工机械噪声、交通噪声	噪声	加强施工管理。
	废水	W1	生活污水	COD、氨氮、SS	暂存在生活污水池，钻井结束后拉运至拜城县污水处理厂处理。
		W2	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
		W3	压裂酸化返排液	SS、COD、石油类	在各井场中和后收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理
		W4	管线试压废水	SS	由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。
	固废	S1	井场开挖、管线铺设	弃土方	施工作业场地平整，无弃土外运。
		S2	钻井	泥浆岩屑	在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理。
		S3	钻井/场地平整恢复	含油废物	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由库车畅源环保科技有限公司处理

	S4	钻井	废烧碱包装袋	在危废暂存间暂存, 定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理
	S5	站场建设	水泥基础	收集后运至拜城县产业园区固废填埋场处置。
	S6	集输管线铺设	施工废料	收集后运至拜城县产业园区固废填埋场处置。
	S7	施工人员	生活垃圾	收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。

3.3.5.2 运营期工艺流程及排污节点分析

(1) 采气工程

项目采用自喷采气方式, 井场采气树设有地面安全截断阀, 在压力超高或超低时可自动截断, 具备远传接口, 可实现远程关井 (该阀由采气树自带)。

井口出气通过油嘴套节流, 当采出液温度足够时经计量后, 通过新建采气管线输送到集气站计量 (当采出液温度不能满足要求时需经电加热节流撬加热)。井场设置有 RTU 控制器, 井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

(2) 集输工程

项目实施后, 采出气通过新建采气管线输送到 DB902 阀室, 输送工程中无污染物的产生和排放。集输过程中管道密闭输送, 无废气、废水、噪声、固体废物产生。

(3) 修井工程

气井开采一定年限后, 需进行修井作业, 周期大概为 2~3 年 1 次。运营期依据单井产能情况, 当产量下降, 判断是井孔地层堵塞, 则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后, 气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况, 从而导致无法正常采气。在这种情况下就需要进行修井作业, 也即进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣, 以解除套管堵塞, 从而保证生产工具能够通过套管下入气井内, 修井过程会产生落地油泥和井下作业废水、含油废物。运营期工艺流程见图 3.3-8。

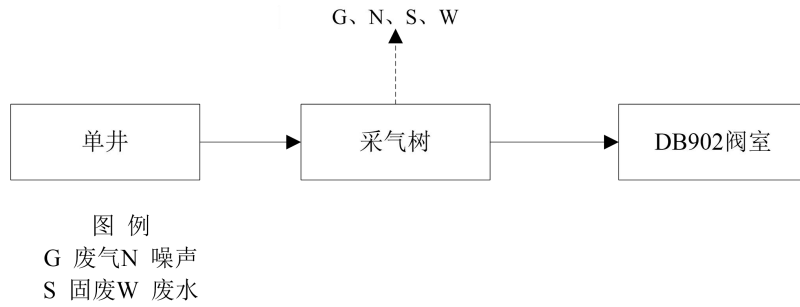


图 3.3-8 运营期工艺流程图

运营期废气污染源为井场无组织挥发性有机废气 G1；废水污染源为采出水 W1 及井下作业废水 W2；噪声污染源主要为采气机噪声 N；固体废物主要为落地油泥 S1、清管废渣 S2、含油废物 S3。

拟建工程运营期污染源及治理措施一览表见表 3.3-17。

表 3.3-17 项目运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G1	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	定期巡检、强化管理
废水	W1	采出水	石油类、SS	连续	送至大北天然气处理厂处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W2	井下作业废水	石油类、SS、COD	间歇	送至克拉苏钻试修废弃物环保站处理
噪声	N	采气树、加热撬	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S1	落地油泥	危险废物	间歇	委托库车畅源环保科技有限公司处置
	S2	清管废渣			
	S3	含油废物			

3.3.5.3 闭井期工艺流程及排污节点分析

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘 G1；噪声污染源主要为车辆噪声 N；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线 S1、废弃建筑垃圾 S2、含油废物 S3。

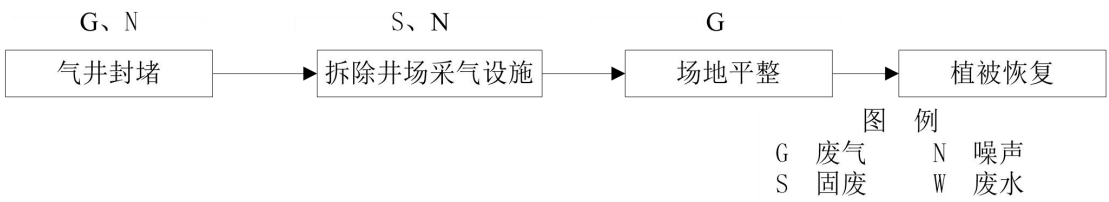


图3.3-9 闭井期工艺流程及排污节点图

项目闭井期排污节点详见表 3.3-18。

表3.3-18 项目闭井期排污节点一览表

类别	排污节点		主要污染物	防治措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	洒水降尘，无组织排放。
噪声	N	车辆噪声	Leq	加强施工管理。
固废	S1	拆除采气设施	废弃管线	送至克拉苏钻试修废弃物环保站处 理
	S2		废弃建筑垃圾	
	S3		含油废物	产生的废防渗材料等含油废物委托库车畅源环保科技有限公司接收处置

项目主要环境影响因素见表 3.3-19。

表3.3-19 主要环境影响因素一览表

作业工程	环境影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	非污染生态
施工期	施工扬尘、施工机械和车辆尾气、测试放喷废气、焊接烟尘	生活污水、钻井废水、压裂酸化返排液、管道试压废水	剩余土方、泥浆岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、水泥基础、施工废料、生活垃圾	设备噪声	植被破坏 水土流失
运营期	井场无组织废气	采出水、井下作业废水	落地油泥、清管废渣、含油废物	设备噪声	--
闭井期	施工扬尘	--	废弃管线、建筑垃圾、含油废物	车辆噪声	--

3.3.6 工程主要污染源及防治措施

3.3.6.1 施工期污染源及防治措施

(1) 废气

① 施工扬尘

施工期的主要废气来源于各施工作业施工扬尘。

A.施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上,道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验,施工期施工区内运输车辆大多行驶在土路便道上,路面含尘量高,道路扬尘比较严重。据有关资料,在距路边下风向 50m, TSP 浓度大于 $10\text{mg}/\text{m}^3$; 距路边下风向 150m, TSP 浓度大于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此,应加强路面洒水抑尘。

B.砂石料堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目占地主要为裸地,在开挖管沟过程中会产生砂石料,在管道未入管沟前将砂石料堆存在管沟一侧。砂石料堆存过程中在大风天气下的起尘,平整土地等路基施工过程产生的扬尘,会对环境空气质量造成一定的影响。

C.工程开挖土石方将破坏原有沙生植被,致使地表产尘增加;建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面扬尘,属于无组织排放,会造成管道沿线及其附近环境空气的 TSP 浓度增高。

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘:

- a.施工土方及表土临时堆存于管道两侧,分层堆放,并设置遮盖,不准乱倒。
- b.施工现场出现四级及以上的大风天气时禁止进行土方施工。清运余土和建筑垃圾时,要捆扎封闭严密,防止遗洒飞扬。
- c.对裸露干燥的地面定期洒水,抑制施工过程扬尘量。
- d.施工期表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡,定期洒水抑尘。

项目施工期采取土方遮盖、定期洒水等抑尘措施同时管线采取“分层开发、分层堆放和分层回填”,各段施工工期较短,项目施工扬尘对周围环境空气造成的影响可接受且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

②焊接烟尘

本项目金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟尘,污染物主要为颗粒物,根据建设方提供的资料,每千克焊条产生的焊接烟尘约 8g,本项目焊条使用量为 600kg,则本项目估算焊接烟尘产生量约为 4.8kg。焊接烟尘污染源具有间歇性和流动性,项目所在区域为开阔地带,利于焊接烟尘的扩散,因此对局部地区的环境影响较轻。

③施工机械及运输车辆排放的废气

在地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆,会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气,尾气中的主要污染物为颗粒物、 NO_x 、 SO_2 等,一般会

造成局部的尾气浓度增大，要求施工单位使用满足《车用柴油》(GB 19147-2016)标准现阶段要求的柴油，定期对备用柴油发电机、机械车辆等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。同时此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

④测试放喷废气

当钻井至目的层后，对油气应进行完井测试，项目采用套管射孔完井，然后采用水力压裂和酸化工艺对储层进行改造。放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2天时间。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走，天然气经管线引至放喷池点燃。

放喷燃烧属于短期排放，污染物排放量少，且项目所在区域空旷，容易扩散，完井测试天然气放喷期间井场周界外污染物排放可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放监控限值；井场边界非甲烷总烃排放可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求。

（2）废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、钻井废水、压裂返排废液、试压废水。

项目单井钻井施工人数约60人、地面工程30人，大北1301钻井周期为225天，地面工程施工天数为90天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按40L/d·人计，生活污水产生量按用水量80%计，则钻井施工期生活废水为540m³，地面工程施工期生活废水量为108m³，生活营地设置防渗污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告2021年第24号）中“石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”的系数，普通气井（≥4km进尺）产污系数52.64t/100m、普通气井（<2km进尺）产污系数54.94t/100m进行估算，项目井钻井进尺5742m，则钻井废水产生量为3022.6m³，

钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

压裂、酸化作业过程中会产生压裂返排液和酸化返排液，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中“石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”的系数，压裂返排液和酸化返排液产生量分别为 263.98m³、82.3m³，共产生约 346.28m³，在井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

管道试压用水量为 5m³，管道分段试压，试压操作过程中按 5%损失考虑，则项目试压废水产生量为 4.75m³，主要污染物为 SS，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

（3）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-20。

表 3.3-20 施工期主要施工设备噪声源不同距离声压级

设备名称	噪声值/距离（dB(A)/m）
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

（4）固废

施工期会产生弃土方、泥浆岩屑、压裂酸化返排液、水泥基础、施工废料、生活垃圾等。

A 弃土方

本项目土石方量较小，工程不设取土场和弃土场。施工期开挖土方大部分用于基槽回填，剩余土方用于施工作业带平整，无弃土外运。

B 泥浆岩屑

项目使用泥浆为水基膨润土体系泥浆、水基聚磺体系泥浆和油基体系泥浆。钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V—排到地面上的泥浆量（m³）；

D—井眼的平均直径（m）；

h—井深（m）；

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

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

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m；

h—井深，m。

本工程钻井泥浆岩屑产生量见表 3.3-21。

表 3.3-21 本工程钻井泥浆岩屑产生量

开钻顺序	井段 m	钻头尺寸 mm	泥浆量 m ³	岩屑量 m ³	备注
一开	0~200	660.4	121.5	68.5	非磺化水基泥浆岩屑
二开上部	200~2250	444.5	312.9	318.1	
二开下部	2250~2500	444.5	108.4	38.8	磺化泥浆岩屑
三开	2500~4552	333.4	243.4	179.1	
四开	4552~5407	241.3	130.3	39.1	油基泥浆岩屑
五开	5407~5742	168.3	95.8	7.5	
合计			1012.3	651.1	

本工程钻井期内产生的泥浆量为 1012.3m³，岩屑量为 651.1m³。其中水基膨润土泥浆 434.3m³，水基磺化泥浆 351.8m³，油基泥浆 226.1m³；岩屑量为 651.1m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 386.6m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 217.9m³，油基泥浆钻井岩屑 46.6m³。

在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排；泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理。

钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理。

C 含油废物以及废烧碱包装袋

在钻井、设备检修时产生少量含油废物；岩屑池、应急池等产生的废防渗材料也属于含油废物；钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，含油废物、烧碱的废弃包装袋为危险废物；含油废物产生量为0.4t，桶装收集后暂存于危废暂存间，定期交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；废烧碱包装袋产生量为0.1t，在危废暂存间暂存，定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

D 水泥基础

施工过程中产生的水泥基础产生量约5t，收集后运至拜城县产业园区固废填埋场处置。

E 施工废料

主要包括设备废弃包装、管道焊接及管道吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料产生量约为 1.8t，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置。

F 生活垃圾

项目钻井施工人数约 60 人、地面工程 30 人，水平钻井周期为 225 天，地面工程施工天数为 90 天，生活垃圾以 0.5kg/（人·d）计，产生量约 8.1t，集中收集后定期送运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。

项目施工期固体废物产生情况见下表。

表 3.3-22 项目施工期固体废物汇总一览表

序号	污染物名称		产生量	固废类型	处置措施
1	土石方		--	一般工业固废	全部用于基槽回填
2	废弃泥浆	膨润土聚合物泥浆废弃物	434.3 m ³		采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，钻井结束后膨润土聚合物、磺化泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排
		磺化水基泥浆废弃物	351.8 m ³		
3	钻井岩屑	膨润土聚合物体系钻井岩屑	386.3 m ³		经随钻不落地系统收集后，处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后用于铺

序号	污染物名称		产生量	固废类型	处置措施
					垫油区内的井场、道路等
		聚磺体系泥浆 钻井岩屑	217.9 m ³		经随钻不落地系统收集后，定期清运至克拉苏钻试修废弃物环保站进行无害化处理
5	钻井	油基泥浆废弃物	226.1 m ³	危险废物	采用随钻不落地回收系统收集后，运至巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理
		油基泥浆钻井岩屑	46.6 m ³		
	含油废物	废机油和含油废物	0.4t		采用专用容器盛装，暂存于撬装式危废间，定期交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
6	废烧碱包装袋		0.1t		暂存于撬装式危废间，定期交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
7	水泥基础		5t	一般工业固废	回收利用，不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场处置
8	施工废料		1.8t		
9	生活垃圾		8.1t		集中收集后运输至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置

项目危险废物属性汇总表见表 3.3-23。

表 3.3-23 本工程施工期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
油基泥浆	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-002-08	226.1m	钻井	半固态	油类物质、泥沙	油类物质	T	分类收集，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理
油基泥浆 钻井岩屑		071-002-08	46.6m ³	钻井	固态				
含油废物		900-249-08	0.4t	钻井	液态	油类物质	油类物质	T/I	
废烧碱包装袋	HW49 其他废物	900-047-49	0.1t	钻井	固态	烧碱、包装袋	烧碱	T/C/I/R	分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理

3.3.6.2 运营期污染源及防治措施

(1) 废气

本项目主要工程为井场部署及集输管线工程。井场根据需求设置电加热装置，集输管线为埋地密闭管道，无废气产生，因此本项目主要污染源为井场无组织废气。

本工程建成投产后，井场采出物采用密闭输送，采气树阀门、阀组泄漏形成的无组织挥发性有机废气，主要成分为非甲烷总烃。本工程油气集输全过程采用管输的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》，采用设备动静密封点核算方法对挥发性有机物排放量进行核算，计算公式如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n (A \times EF \times t_i)$$

其中， $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF ——排放系数，kg/h/排放源；

t_i ——密封点 i 年运行时间，h/a。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数（ EF ）参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数，详见表 3.3-24。

表 3.3-24 设备动静密封点排污系数一览表

序号	设备类型	排放速率（kg/h/排放源）
1	连接件	0.028
2	开口阀或开口管线	0.030
3	阀门	0.064
4	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5	泵	0.074
6	法兰	0.085

根据设计单位提供的数据，本项目单井场涉及的设备组件数量见表 3.3-25。

表 3.3-25 项目单井场设备统计一览表

设备类型	连接件	开口阀或开口管线	阀门	压缩机、搅拌器、泄压设备	泵	法兰
单井场	15	2	20	0	1	2

根据上表计算可得，本项目非甲烷总烃无组织排放源强为 0.006kg/h。年有效工作时间按 8760h 计算，则本项目排放量为非甲烷总烃 0.053t/a。

(2) 运营期废水

运营期人员内部调配，不新增生活废水；生产废水主要为采出水、井下作业废水。

采出水：主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。项目采出水量为 1500m³/a，（平均水量为 4.1m³/d）。本项目采出水随采出气输送至大北天然气处理厂处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

井下作业废水：主要来源为修井过程产生的压井水、压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水，井下作业一般每 2 年进行一次。平均每次修井产生废水 45m³，项目共部署 1 口井，则井下作业废水每年产生量合计 22.5m³/a。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(3) 运营期噪声

本项目运营期主要为井场设备噪声，噪声污染源治理措施情况见下表。

表 3.3-26 单井噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强 (dB(A))	降噪措施	降噪效果 (dB(A))
1	采气树	1	85	基础减振	20

本项目井场产噪设备主要为采气树等设备噪声，项目采取基础减振、厂房隔声等降噪措施，且项目周边无敏感点。因此，本项目不会对周围声环境产生影响。

(4) 运营期固废

①落地油泥

本工程运营期采气树的阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油泥。本项目落地油泥产生量约 0.1t/a 计算，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程落地油泥 100%

回收，回收后的落地油泥分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

②清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比《博孜 1 井试采地面工程竣工环境保护验收调查报告》中数据，每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目新建采气管线共计 3.34km，每次废渣量约 3.84kg，由此计算可知废渣量约 0.002t/a。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，可委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。

③含油废物

修井作业在作业时会产生一些含油废物（含油抹布、防渗材料），产生量较小，运行期修井一般平均两年一次，每次产生含油废物约 0.5t（0.25t/a），收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的危险废物属性表详见表 3.3-27。

表 3.3-27 本工程运营期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序 及装置	形态	主要 成分	有害 成分	危险 特性	措施
落地 油泥	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	071-001- 08	0.1	阀门、法兰等 设施凝析油渗 漏及井下作业 凝析油溅溢	固态	油类 物质、 泥沙	油类 物质	T/I	分类收集，交由库 车畅源生态环保 科技有限责任公司 处理
清管 废渣			0.002	定期清管					
含油 废物		900-249- 08	0.25	井下作业		油类	油类		

3.3.6.3 闭井期污染源及防治措施

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

（1）废气

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

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

②运输车辆使用符合国家标准的油品。

③闭井期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

（2）废水

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

（3）噪声

闭井期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

①选用低噪声机械和车辆。

②加强设备检查维修，保证其正常运行。

③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

（4）固废

闭井期固废主要为废弃管线、建筑垃圾，采取以下措施：

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送拜城县产业园区固废填埋场妥善处理。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量为 0.5t/a，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

②对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

③运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

表 3.3-28 本工程闭井期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
废防渗材料	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.5	井下作业	固态	油类物质、防渗材料	油类物质	T/I	集中收集,交由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理

(5) 生态恢复措施

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

①各种机动车辆固定线路,禁止随意开路。

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

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电,井场无油污、无垃圾。

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理,使井场恢复到原有自然状况。

3.3.7 非正常工况

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本项目油气集输过程中,若井口压力过高,凝析油、天然气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。本项目非正常排放见表 3.3-29。

表 3.3-29 本项目非正常排放情况一览表

污染源	污染物	非正常排放原因	非正常排放浓度 ug/m ³	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/min	年发生频次/次	应对措施
放喷口	非甲烷总烃	井口压力过高	--	0.1	10	1 次	修复后将周围污染的土壤收集置于密闭容器,由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理。

本项目若发生非正常工况污染物排放对环境空气影响较大,建议做好定期巡检工作,确保井场远传数据系统处于正常工作状态,减少非正常排放的发生。本项目集输管线刺漏时,凝析油从刺漏处泄漏,会对周边土壤造成一定的污染。刺

漏修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

3.3.8 清洁生产水平分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

②优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）井场部署清洁生产工艺

在井场加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

（3）节能及其他清洁生产措施分析

①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。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③采气区采用自动化管理，提高了管理水平。

（4）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制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。本工程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在采气过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

（5）清洁生产

①评价指标

根据《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》，不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.2-30。

表 3.3-30 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核		
						实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气： ≤50	≤50	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	50	0	
		COD	mg/L	5	乙类区： ≤150	150	5	
		落地凝析油回收率	%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	≥60	7.5	
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5	
		采油废水达标排放率	%	7.5	≥80	达标	7.5	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	清洁生产审核	
							得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地凝析油产生措施	20	20

		采油方式	采油方式经过综合评价确定	/	/
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	3
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	3
		老污染源限期治理项目完成情况		5	3
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	3

②评价指标体系计算

A.定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 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 $S_i > k/m$ 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 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P₁—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

B. 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：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

C. 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：P=0.6P₁+0.4P₂

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P₁—定量评价指标考核总分值；

P₂—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-30。

表 3.3-30 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由计算得出：工程进行清洁生产审核前分数：定量指标得分 85 分，定性指标得分 92 分，综合评价指数得分 88 分，属于清洁生产企业。

3.4 污染物排放统计

项目建成后运营期主要污染源及排放情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目运营期污染源排放汇总表

名称		排放量 (t/a)
废气	非甲烷总烃	0.053
废水	COD	0
	氨氮	0
固体废物		0

本次工程建成后，库车山前区块污染物排放“三本账”核算见表 3.4-2。

表 3.4-2 项目完成后污染物排放“三本账”一览表（单位：t/a）

污染物		现有工程 排放量	本工程 新增排放量	“以新带老” 削减量	总体工程 排放量	增减量 (+、-)
废气	颗粒物	0.206	0	0	0.206	0
	SO ₂	0.018	0	0	0.018	0
	NO _x	8.237	0	0	8.237	0
	非甲烷总烃	0.612	0.053	0	0.665	+0.053
废水	COD	0	0	0	0	0
	氨氮	0	0	0	0	0
固废		0	0	0	0	0

3.5 总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

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

废气污染物：NO_x、VOCs，

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 总量指标

采出水经大北天然气处理厂采出水处理设施处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

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

根据源强核算结果，项目运营期则本项目排放量为非甲烷总烃 0.053t/a。VOCs（即非甲烷总烃）总量控制指标为 0.053t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为

废气：NO_x：0t/a，VOCs：0.053t/a；

废水：COD：0.000t/a，NH₃-N：0.000t/a。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

拜城县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东北部。地处塔里木盆地西北部，天山中段南麓、却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。四周群山环抱，为带状盆地。西北高东南低，自然坡降较大，地形复杂，北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟。北依天山与昭苏、特克斯县相连，南隔却勒塔格山与新和县为界，东与库车市毗邻，西与温宿县接壤。拜城县地理坐标为北纬 $41^{\circ}31'24''\sim 42^{\circ}38'48''$ ，东经 $80^{\circ}30'00''\sim 82^{\circ}57'31''$ 之间。全县东西长 184km，南北宽 105km，行政区面积 15554km²。

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，交通便利，公共通讯信号覆盖本区，大北天然气处理厂已投运，依托条件比较完善。项目地理位置图见附图 1。

4.1.2 区域地质条件

4.1.2.1 地形地貌

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

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

项目位于塔里木盆地库车拗陷克拉苏构造带上，拜城盆地北缘，山前冲积扇，海拔约 1560m。

4.1.2.2 区域地质条件

(1) 地质构造

拜城县地跨天山地槽褶皱系与塔里木地台两个大地构造单元。北部高山区属于天山地槽褶皱系，其余属于塔里木地台。

本项目位于塔里木地台最北边的四级构造单元—库车山前拗陷中西部。库车拗陷是一个以上古生界为基底的中新生代沉积拗陷，均为陆相沉积，形成了自三叠统至第三系厚度近万米的陆相碎屑建造，其中下侏罗统为含煤建造，整个沉积

所形成的地层经燕山期和喜马拉雅构造运动发生了强烈褶皱断裂。形成目前的构造格局。在拜城盆地北缘，区域构造线方向呈近东西向展布。北部因抬升遭受剥蚀，仅有部分保留。所保留部分总体为一向南倾斜的单斜构造，俗称北部单斜，并发育有一定数量的断裂构造。

（2）地层岩性

拜城县境内发育的地层从老到新有：古生界奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二迭系；中生界的三叠系、侏罗系、白垩系；新生界的第三系和第四系。古生界及以前的地层分布于本县北部的中、高山区，中生界及新生界分布于古生界之南的中、低山区和山前地段，且发育齐全，沉积连续，从北向南由老到新呈近东西向延伸。

区域地层由新到老简述如下：

（1）新生界

第四系（Q）：以灰色、黑色、浅灰色砂砾石为主，主要分布于拜城盆地内，成因类型有冲积、洪积、冲-洪积冰碛、冰水沉积及风成砂等。不同时期的沉积物分布于河道两侧阶地上。洪积物主要分布在山前洪积扇。厚度 50-300 米。与下伏地层角度不整合接触。

第三系（R）：上部为湖相碎屑岩沉积，下部为红色河流相或河湖相砂砾岩，分布呈东西向。厚度 1999-3298 米。与下伏地层不整合接触。

（2）中生界

白垩系（K）：白垩系为浅紫褐色、浅棕色砾岩、含砾泥质砂岩、泥岩，分布于拜城盆地北部山前侏罗系南侧。厚度 1166 米。与下伏侏罗系地层为平行不整合或角度不整合接触。

侏罗系（J）：为一套河湖相沼泽相含煤碎屑岩，是南疆库车-拜城煤田中的主要地层，分布于库-拜盆地北缘，呈东西向带状分布。厚度 1729-2941 米。与下伏地层整合或断层接触。

三叠系（T）：主要为灰绿色砾岩、砂砾岩、长石石英砂岩、泥质砂岩、粗砂岩及煤线。厚度 903-2463 米。与下伏地层不整合接触。

（3）古生界

二迭系（P）：主要为一套中酸性火山岩，岩性为褐色石英斑岩、灰绿色石英钠长斑岩、安山岩、玄武岩，分布于三叠系以北的高山区。厚度 478-1542 米。与下伏地层断层接触或不整合接触。

石炭系（C）：主要出露于喀尔勒贡塔格深断裂以南，东起梅斯布拉克河，西至喀普斯浪河两侧。最大厚度 4827 米。与下伏地层断层接触。

泥盆系（D）：分布于喀尔勒克塔格南坡的喀普斯浪河以西，走向近于东西，最大厚度 5500 米。与下伏地层断层接触。

志留系（S）：本系极为发育，沉积厚度大。厚度 5900-14100 米。与下伏地层断层接触。

上奥陶统（O₃）：分布于博孜克日格河，阿勒泰阔什河及喀果河上游一带。厚度 3300 米。

图 4.1-1 区域地质图

4.1.3 区域水文地质

4.1.3.1 地表水

拜城县境内河流有 11 条，其中主要河流 5 条。自西向东有木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河和克孜尔河。木扎提河由北向南流经察尔齐大桥后东折流入拜城盆地，在米吉克、康其、温巴什 3 乡交汇处与喀普斯河、台勒维丘克河两河相汇，至托克逊乡。地表水总的分布规律是：西部多，东部少。5 条河的年径流总量为 $27.92 \times 10^8 \text{m}^3$ ，集水面积为 $9545 \times 10^8 \text{m}^2$ 。全县引水量 $14.536 \times 10^8 \text{m}^3$ ，为总流量的 52.2%。

4.1.3.2 水文地质

由于盆地内河流较多，受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响，将拜城盆地分成了三个水文地质单元，即北部山区、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北部山区

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系-新近系，其富水性在南北近山前要小于平原的中部。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，含水层岩性以砂砾卵石层为主。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，部分地区为透水不含水区。

②中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布斯拉河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即座落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯拉河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在米吉克乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部，地下水富水性优良。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向一带，含水层岩性为卵砾石地层。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m。

③东部克孜尔河下游冲洪积平原区

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

本项目位于透水不含水区域内。

4.1.4 气候特征

拜城县地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年际变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长，与工程相关的灾害性气象因素有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨主要气象要素如表 4.1-1。

表4.1-1 拜城地区主要气象要素表

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

4.2 环境敏感区调查

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

4.2.1 生态保护红线

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

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目距最近的生态红线为拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区，最近距离为5km。本项目不在该红线保护范围内。本项目与新疆维吾尔自治区生态保护红线的位置关系详见附图。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

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

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

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

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

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

4.2.3 拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区（县级）

拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区，地理位置介于东经80°50'28"~82°37'45"，北纬41°43'27"~42°19'31"之间，海拔介于1510m~2770m，面积12×10⁴hm²，该保护区属于县级湿地保护区，其保护范围主要为拜城县木扎提河流域，从木扎提河破城子至克孜尔水库流域，行政区域属于拜城县，该保护区由拜城县人民政府批准。针对木扎提河流域不同区段存在的问题，并根据该流

域的实际情况和保护对象,将拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区划分为湿地保护区域和湿地恢复区域两个部分。

湿地保护区域包括木扎提河从木扎提冰川至种羊场的上游地区和克孜尔水库以下的木扎提河下游地区。区域总面积约 $3.8 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。木扎提河上游和下游地区,地处山区,由于交通不便,人为活动较少,主要是一些放牧和采药活动,对木扎提河及两岸植被造成一定的破坏。在该区域主要是保护好现有的天然植被,并采取人工措施促进天然植被更新复壮,并加强对放牧等活动的管理,减少对植被的破坏和对水体的污染。

湿地恢复区域主要包括从种羊场至克孜尔水库的木扎提河中游地区,区域总面积约 $8.2 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。该区域是拜城县主要的绿洲农业生产区,人口相对集中,存在的主要问题是农业灌溉大量引用河水在河坝内围湿造田,破坏了湿地原生境。在木扎提河中游地区主要应采取封育、围栏等措施加强对天然植被的保护,减少人为活动对植被的破坏,采取人工措施促进天然植被的更新复壮,并将湿地内的农田通过退耕还湿(泽)等工程逐渐还原为湿地,恢复湿地的本来面貌。在水土流失严重的河岸边及克孜尔水库北岸营造护岸林,以减少水土流失,涵养水源。对两岸的土堤进行除险加固,对泥沙淤积严重的地段进行河道疏通,以有效抵御洪灾。通过以上工程措施,减少人为活动对湿地的破坏和影响,改善湿地恶化的现状,恢复湿地生态环境质量。

本次项目距湿地保护区域最近为 5km,不在拜城木扎提河流域湿地与生态功能保护区范围内。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

根据（HJ2.2-2018）要求，拟建项目所在区域环境空气质量达标情况评价指标为SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO和O₃，六项基本污染物全部达标即为城市环境空气质量达标。

本次区域环境质量现状参考阿克苏地区行政公署网站“<https://www.aks.gov.cn>”于2023年1月11日发布的《2022年阿克苏地区各县(市)环境空气质量状况公示》中相关信息作为本项目环境空气质量现状评价常规因子SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO和O₃的数据来源，拜城县环境空气质量现状评价表详见表4.3-1。

表 4.3-1 拜城县环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均	5μg/m ³	60μg/m ³	8.3%	达标
NO ₂	年平均	23μg/m ³	40μg/m ³	57.5%	达标
PM ₁₀	年平均	165μg/m ³	70μg/m ³	235.7%	不达标
PM _{2.5}	年平均	52μg/m ³	35μg/m ³	148.6%	不达标
CO	24小时平均第95百分位数	900μg/m ³	4000μg/m ³	22.5%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	91μg/m ³	160μg/m ³	56.9%	达标

根据上表结果，项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为PM₁₀、PM_{2.5}，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

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

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

本项目大气环境影响评价工作等级为三级，可只调查项目所在区域环境质量达标情况。本次评价为了解项目周边大气环境质量情况，引用《博大油气开发部

2022年大北区块综合治理配套地面工程环境影响报告书》中大北12井监测数据，监测时间为2022年5月1日-2022年5月7日，监测点位位于项目井场东北方向约930米。

(1) 监测因子

非甲烷总烃。

(2) 监测布点

本次评价引用《博大油气开发部 2022 年大北区块综合治理配套地面工程环境影响报告书》中大北 12 井监测数据。

监测点位置及监测因子见表 4.3-2 和附图。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标	监测因子
Q1	大北 12 井（大北 1301 井场东北 930 米）		非甲烷总烃

(3) 监测时段及频次

特征因子补充监测时间为 2022 年 5 月 1 日-2022 年 5 月 7 日。连续监测 7 天、每天采样 4 小时、每小时等间隔采样 4 次，取小时平均值。

(4) 监测分析方法

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

分析方法、依据及检出下限见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物分析方法表

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

(5) 其他污染物现状监测结果

根据监测结果及相关评价标准，其他污染物现状监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物现状监测及评价结果一览表

监测 点位	污 染 物	平均 时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
大北 12 井	非甲 烷总 烃	1h 平 均	2000	170-510	25.5	0	达标

由监测结果可知，监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准。

4.3.2 地下水环境现状监测与评价

项目所在区域地下水为单一的潜水含水层，无承压含水层，故本次监测仅布设潜水水质监测点。

4.3.2.1 地下水水质监测与评价

(1) 监测点位

由前文判定本项目的地下水环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本项目共需布设 5 个潜水水质监测点，检测数据均引用《大北气田大北 11 区块产能建设项目环境质量现状检测报告》（报告编号：WT202209077）2022 年 12 月数据。由于本项目所处地区为透水不含水层，场地包气带厚度大于 100m，故本次引用的水质监测点位均在项目下游的村庄附近。地下水水质监测点位布设表 4.3-5 和图 4.3-1。

表 4.3-5 地下水监测点位信息表

水井 编号	监测点位置	CGCS2000 高斯坐标		监测层位	水位标高 (m)	井深 (m)
		Y	X			
Q1	克达科吐村东			潜水含水层	1476.40	80
Q2	大宛其牧场北				1460.90	60
Q3	大宛其牧场西				1461.90	60
Q4	西根切尔依玛 克村东北				1450.40	60
Q5	西根切尔依玛 克村南				1450.40	60

图 4.3-1 地下水水质监测布点图

(2) 监测项目

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、亚硝酸盐（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、氯化物、硫酸盐、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物。

（3）检测方法

本次环评水质现状监测项目及分析方法见附件监测报告。

（4）评价方法

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

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：

P_i -第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i -第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} -第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} -pH 的标准指数，无量纲；

pH -pH 监测值；

pH_{su} -标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} -标准中 pH 的下限值。

（5）评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

（6）水质监测结果及评价

潜水水质现状监测数据及标准指数见表 4.3-6。

表 4.3-6 潜水水质现状监测结果与评价一览表

监测项目	单位	标准限值	Q1 克达科吐村东		Q2 大宛其牧场北		Q3 大宛其牧场西		Q4 西根切尔依玛克村 东北		Q5 西根切尔依玛克村 南	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH	无量纲	6.5-8.5	6.8	0.4	6.9	0.2	6.9	0.2	7.0	1	7.1	0.07
总硬度	mg/L	450	158	0.35	221.1	0.49	214.2	0.48	200.5	0.45	230.9	0.51
耗氧量	mg/L	3	2.4	0.80	2.3	0.77	2.1	0.70	2.2	0.73	1.9	0.63
氯离子	mg/L	250	21.2	0.08	31.2	0.12	26.8	0.11	35.3	0.14	39.8	0.16
溶解性总固体	mg/L	1000	242	0.242	333	0.333	345	0.345	319	0.319	346	0.346
氨氮	mg/L	0.5	0.152	0.30	0.158	0.32	0.15	0.30	0.168	0.34	0.174	0.35
硝酸盐氮	mg/L	20	0.06	0.003	0.06	0.003	0.06	0.003	0.06	0.003	0.06	0.003
亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.006	0.006	0.005	0.005	0.005	0.006	0.006	0.005	0.005	0.005
硫酸根离子	mg/L	250	91.2	0.36	125.2	0.50	130.1	0.52	0	0.00	0	0.00
氟化物	mg/L	1	0.49	0.49	0.46	0.46	0.48	0.48	0.52	0.52	0.5	0.50
氰化物	mg/L	0.05	0.003	0.06	0.004	0.08	0.005	0.10	0.003	0.06	0.004	0.08
挥发酚	mg/L	0.002	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/
镉	μg/L	5	<0.25	/	<0.25	/	<0.25	/	<0.25	/	<0.25	/
钠离子	mg/L	200	7.3	0.04	11.2	0.06	14.5	0.07	13.2	0.07	9.3	0.05

监测项目	单位	标准 限值	Q1 克达科吐村东		Q2 大宛其牧场北		Q3 大宛其牧场西		Q4 西根切尔依玛克村 东北		Q5 西根切尔依玛克村 南	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
砷	μg/L	10	0.7	0.07	0.5	0.05	0.7	0.07	0.6	0.06	0.6	0.06
汞	μg/L	1	<0.04	/	<0.04	/	<0.04	/	<0.04	/	<0.04	/
铅	μg/L	10	<2.5	/	<2.5	/	<2.5	/	<2.5	/	<2.5	/
六价铬	mg/L	0.05	0.005	0.10	0.004	0.08	<0.004	/	0.006	0.12	0.005	0.10
铁	mg/L	0.3	<0.03	/	<0.03	/	<0.03	/	<0.03	/	<0.03	/
锰	mg/L	0.1	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
石油类	mg/L	0.05	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
硫化物	mg/L	0.02	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/
总大肠 菌群	MPN/100mL	3	<2	/	<2	/	<2	/	<2	/	<2	/
菌落总 数	CFU/mL	100	37	0.37	56	0.56	30	0.30	51	0.51	23	0.23

(7) 地下水质量现状监测结果统计分析

各潜水水质现状监测点位的监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率分析见表 4.3-7。

表 4.3-7 潜水水质现状监测结果统计分析

监测点 监测项目	单位	标准限值	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH	无量纲	6.5-8.5	7.1	6.8	6.94	0.11	100	0
总硬度	mg/L	450	230.9	158	204.94	28.48	100	0
耗氧量	mg/L	3	2.4	1.9	2.18	0.19	100	0
氯离子	mg/L	250	39.8	21.2	30.86	7.24	100	0
溶解性总固体	mg/L	1000	310	211	277.6	40.18	100	0
氨氮	mg/L	0.5	0.174	0.15	0.1604	0.01	100	0
硝酸盐氮	mg/L	20	0.06	0.06	0.06	0.00	100	0
亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.006	0.005	0.0054	0.00	100	0
硫酸根离子	mg/L	250	130.1	0	69.3	65.01	100	0
氟化物	mg/L	1	0.52	0.46	0.49	0.02	100	0
氰化物	mg/L	0.05	0.005	0.003	0.0038	0.00	100	0
挥发酚	mg/L	0.002	<0.0003	<0.0003	/	/	0	0
镉	μg/L	5	<0.25	<0.25	/	/	0	0
钠离子	mg/L	200	14.5	7.3	11.1	2.90	100	0
砷	μg/L	10	0.7	0.5	0.62	0.08	100	0
汞	μg/L	1	<0.04	<0.04	/	/	0	0
铅	μg/L	10	<2.5	<2.5	/	/	0	0
六价铬	mg/L	0.05	0.006	<0.004	/	/	80	0
铁	mg/L	0.3	<0.03	<0.03	/	/	0	0

监测点 监测项目	单位	标准限值	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
锰	mg/L	0.1	<0.01	<0.01	/	/	0	0
石油类	mg/L	0.05	<0.01	<0.01	/	/	0	0
硫化物	mg/L	0.02	<0.003	<0.003	/	/	0	0
总大肠菌群	MPN/100mL	3	<2	<2	/	/	0	0
菌落总数	CFU/mL	100	56	23	39.4	13.90	100	0

从评价结果可以看出：项目所在区域潜水水质因子均满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）III 类标准，石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

(8) 地下水水化学类型分析

潜水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		Q1 克达科吐村东			Q2 大宛其牧场北			Q3 大宛其牧场西		
		ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) mmol/L	x (1/zBz±) %
阳 离 子	K ⁺	6.3	0.16	4.4%	7.8	0.20	3.9%	12.5	0.32	6.1%
	Na ⁺	7.3	0.32	8.7%	11.2	0.49	9.5%	14.5	0.63	12.0%
	Ca ²⁺	43.2	2.16	59.5%	58.1	2.91	56.9%	55.2	2.76	52.7%
	Mg ²⁺	12.1	0.99	27.3%	18.5	1.52	29.7%	18.6	1.52	29.1%
	合计	68.9	3.63	100.0%	95.6	5.11	100.0%	100.8	5.24	100.0%
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%
	HCO ₃ ⁻	40.2	0.66	20.9%	52.4	0.86	19.8%	56.1	0.92	21.0%
	SO ₄ ²⁻	91.2	1.90	60.2%	125.2	2.61	60.0%	130.1	2.71	61.8%
	Cl ⁻	21.2	0.60	18.9%	31.2	0.88	20.2%	26.8	0.75	17.2%
	合计	152.6	3.16	100.0%	208.8	4.35	100.0%	213	4.39	100.0%
地下水化学类 型		SO ₄ -Ca·Mg			SO ₄ -Ca·Mg			SO ₄ -Ca·Mg		

表 4.3-9 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		Q4 西根切尔依玛克村东北			Q5 西根切尔依玛克村南		
		ρ (B)	c (1/zBz±)	x (1/zBz±)	ρ (B)	c (1/zBz±)	x (1/zBz±)
		mg/L	mmol/L	%	mg/L	mmol/L	%
阳 离 子	K ⁺	9.3	0.24	4.9%	11.2	0.29	5.4%
	Na ⁺	13.2	0.57	11.9%	9.3	0.40	7.6%
	Ca ²⁺	48.9	2.45	50.7%	55.8	2.79	52.5%
	Mg ²⁺	19.1	1.57	32.5%	22.3	1.83	34.4%
	合计	90.5	4.82	100.0%	98.6	5.31	100.0%
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%
	HCO ₃ ⁻	62.1	1.02	24.7%	48.1	0.79	17.1%
	SO ₄ ²⁻	101.2	2.11	51.2%	129.8	2.70	58.6%
	Cl ⁻	35.3	0.99	24.1%	39.8	1.12	24.3%
	合计	198.6	4.12	100.0%	217.7	4.61	100.0%
地下水化学类型		SO ₄ -Ca·Mg			SO ₄ -Ca·Mg		

由地下水水化学类型判定结果可知，项目评价区潜水水化学类型为 SO₄-Ca·Mg 型水。

4.3.2.2 水位调查

本次工作于 2023 年 6 月进行了水位调查工作，共设水位调查点 10 个，调查区水位调查情况表见表 4.3-10。

表 4.3-10 地下水水位监测情况一览表

编号	坐标		水位埋深 (m)	2023 年 6 月	
	Y	X		地面标高 (m)	水位标高 (m)
SW1			54.04	1527.44	1473.40
SW2			45.84	1511.80	1465.96
SW3			37.94	1495.84	1457.90
SW4			39.78	1498.68	1458.90
SW5			31.43	1484.08	1452.65
SW6			33.78	1486.94	1453.16
SW7			29.81	1477.21	1447.40
SW8			26.97	1474.37	1447.40
SW9			18.81	1454.87	1436.06
SW10			21.19	1461.59	1440.40

4.3.2.3 包气带污染情况现状调查

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求，对于一、二级改扩建项目，应开展现有工业场地的包气带污染现状调查。故本项目需对现有工程进行包气带污染现状监测。

检测数据引用《大北气田大北 11 区块产能建设项目环境质量现状检测报告》(报告编号：WT202209077) 2022 年 12 月数据。

(1) 监测点位

在现有井场场地可能造成地下水污染的主要装置或设施附近进行取样，监测点位见表 4.3-11。

表 4.3-11 包气带现状监测布点表

序号	点位性质	位置	CGCS2000 高斯坐标		取样深度 (m)
			Y	X	
B1	背景对照点	DB11-H4 井场附近			0~0.2
B2	污染控制点	大北 11 井场内钻井平台附近裸露地表			
B3		大北 1101 井场内钻井平台附近裸露地表			

(2) 监测因子

石油类、硫化物

(3) 检测方法

包气带浸溶液监测方法参照地下水水质监测分析方法进行，见附件检测报告。

(4) 检测结果

检测结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 包气带现状监测结果统计表

序号	检测项目	单位	B1	B2	B3
1	石油类	mg/L	<0.01	<0.01	<0.01
2	硫化物	mg/L	<0.003	<0.003	<0.003

根据检测结果分析可知，现有建筑场地包气带环境未遭受到已建工程污染。

图 4.3-2 包气带监测布点图

4.3.3 环境噪声现状监测与评价

4.3.3.1 声环境现状监测

本次评价委托新疆锡水金山环境科技有限公司 2023 年 6 月 25 日进行声环境现状监测。

(1) 监测因子：等效连续 A 声级。

(2) 监测布点

根据项目特点，共设 4 个声环境监测点，分别为大北 1301 井场东、南、西、北场界。项目处于戈壁，周边空旷，本次布设的监测点可以代表区域声环境现状。

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2023 年 6 月 25 日，监测项目为等效连续 A 声级。

(3) 监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA5688 多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.3.3.2 监测结果与评价

噪声监测结果见表 4.3-13。

表 4.3-13 噪声现状监测结果 单位：dB (A)

监测时间	监测点位		昼间			夜间		
			检测结 果	标准限 值	是否达 标	检测结 果	标准限 值	是否达 标
2023 年 6 月 25 日	大北 1301 井	项目区东侧	45	60	达标	42	50	达标
		项目区南侧	44	60	达标	42	50	达标
		项目区西侧	44	60	达标	41	50	达标
		项目区北侧	45	60	达标	43	50	达标

由表 4.3-7 可知，项目各噪声监测点监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，评价区内声环境质量较好。

4.3.4 土壤环境质量现状监测与评价

项目委托新疆锡水金山环境科技有限公司 2023 年 6 月 25 日进行土壤环境现状监测。

（1）土壤理化特性

《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，本项目土壤环境影响评价工作等级为三级。土壤理化特性见下表。

表 4.3-14 土壤理化特性调查表

样品编码		TC-1 [#] -1	TC-2 [#] -1	TC-3 [#] -1
采样地点				
深度（cm）		19	10	14
现场记录	颜色	灰色	浅黄色	灰白色
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量（%）	85	85	85
	其他异物	无	无	无
	氧化还原电位（mv）	479	513	496
实验室测定	pH（无量纲）	7.93	7.91	7.97
	阳离子交换量（cmol ⁺ /kg）	8.1	8.2	7.9
	渗透率（mm/min）	0.578	0.535	0.587
	土壤容重（g/cm ³ ）	2.50	2.40	2.58
	总孔隙度（%）	34.5	35.8	34.1

（2）监测点布置

根据项目区域土壤类型及工程布置，共设 3 个土壤监测点（表层样），具体点位设置及分布见表 4.3-15。

表 4.3-15 土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标	取样方法	监测因子
TC-1#-1	大北 1301 井场内 1#		表层样	45 项基本因子、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、渗滤率、土壤容重、总孔隙度、阳离子交换量、氧化还原电位
TC-2#-1	DB902 阀室 2#			
TC-3#-1	管线沿线 3#			

(3) 监测项目

含《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)表 1 中 45 项基础因子以及石油烃、pH。

(4) 采样时间、采样方法

采样时间：采样时间为 2023 年 6 月 25 日。

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

(5) 评价方法

土壤质量评价采用直接对标法进行达标分析。

(6) 监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见下表。

表 4.3-17 土壤监测结果表

检测项目	单位	TC-1#-1	TC-2#-1	TC-3#-1	标准值
		19cm	10 cm	14 cm	
氯乙烯	μg/kg	<1.5	<1.5	<1.5	0.43
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	<0.8	<0.8	66
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	<2.6	<2.6	616
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	<0.9	<0.9	54
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	<1.6	<1.6	9
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	<0.9	<0.9	596
氯仿	μg/kg	<1.5	<1.5	<1.5	0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	<1.1	<1.1	840
四氯化碳	μg/kg	<2.1	<2.1	<2.1	2.8
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	<1.3	<1.3	5
苯	μg/kg	<1.6	<1.6	<1.6	4
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	<0.9	<0.9	2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	<1.9	<1.9	5

检测项目	单位	TC-1 [#] -1	TC-2 [#] -1	TC-3 [#] -1	标准值
		19cm	10 cm	14 cm	
甲苯	μg/kg	<2.0	<2.0	<2.0	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	<1.4	<1.4	2.8
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	<0.8	<0.8	53
氯苯	μg/kg	<1.1	<1.1	<1.1	270
1,1,1,2-四氯乙	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	10
乙苯	μg/kg	<1.2	<1.2	<1.2	28
间,对-二甲苯	μg/kg	<3.6	<3.6	<3.6	570
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	<1.3	<1.3	640
苯乙烯	μg/kg	<1.6	<1.6	<1.6	1290
1,1,2,2-四氯乙	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	6.8
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	0.5
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	<1.2	<1.2	20
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	560
氯甲烷	μg/kg	<3.0	<3.0	<3.0	37
硝基苯	mg/kg	<0.09	<0.09	<0.09	76
苯胺	mg/kg	<3.78	<3.78	<3.78	260
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	<0.06	<0.06	2256
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	15
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	151
蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	1.5
茚并[1,2,3-cd]	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	15
萘	mg/kg	<0.09	<0.09	<0.09	70
pH	无量纲	7.93	7.91	7.97	--
石油烃	mg/kg	28.9	28.5	28.8	4500
砷	mg/kg	7.39	8.01	8.50	60
铅	mg/kg	24	26	22	800
汞	mg/kg	0.132	0.156	0.186	38
镉	mg/kg	0.10	0.09	0.11	65
铜	mg/kg	22	23	25	18000
镍	mg/kg	23	23	25	900
六价铬	mg/kg	0.8	0.9	0.7	5.7

注：<检出限表示未检出。

表 4.3-18 土壤监测结果表

序号	项目（单位）	TC-1 [#] -1	TC-2 [#] -1	TC-3 [#] -1
		19cm	10 cm	14 cm

1	颜色	灰色	浅黄色	灰白色
2	结构	团粒	团粒	团粒
3	质地	砂土	砂土	砂土
4	砂砾含量 (%)	85	85	85
5	其他异物	无	无	无
6	氧化还原电位 (mv)	479	513	496
7	pH (无量纲)	7.93	7.91	7.97
8	阳离子交换量	8.1	8.2	7.9
9	渗滤率 (mm/min)	0.578	0.535	0.587
10	土壤容重 (g/cm ³)	2.50	2.40	2.58
11	总孔隙度 (%)	34.5	35.8	34.1

由监测结果可知，项目所在区域土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求，石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

4.3.5.1 生态系统调查

4.3.5.1.1 生态功能区划

(1) 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

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

项目位于阿克苏地区拜城县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，主要建设以香梨、红枣、核桃、葡萄、巴旦木、酸梅、苹果、杏等为主的特色林果产品产业带；优质棉花产业带；以小麦为主的粮食产业带；以肉牛、肉羊、奶牛、家禽为主的畜产品产业带；以加工番茄、红花、色素辣椒、芳香植物等为主的区域特色农产品产业带。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中“主体功能区与能源和矿产资源开发的关系”可知，一些能源和矿产资源富集的区域往往同时是生态脆弱或生态重要的区域，被划分为限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的重点生态功能区或农产品主产区，并不是限制能源和矿产资源的开发，这类区域中的能源和矿产资源，仍然可以依法开发，资源开采的地点仍然可以定义为能源或矿产资源的重点开发基地，但应该按照该区域的主体功能定位实行“点上开发、面上保护”。

项目属于天然气开采行业，永久占地面积较小，不占用农业生产空间，工程对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对该区域的主体功能造成影响，能够符合自治区对该区域的功能定位要求。项目在主体功能区划图中的位置详见图4.3-3。

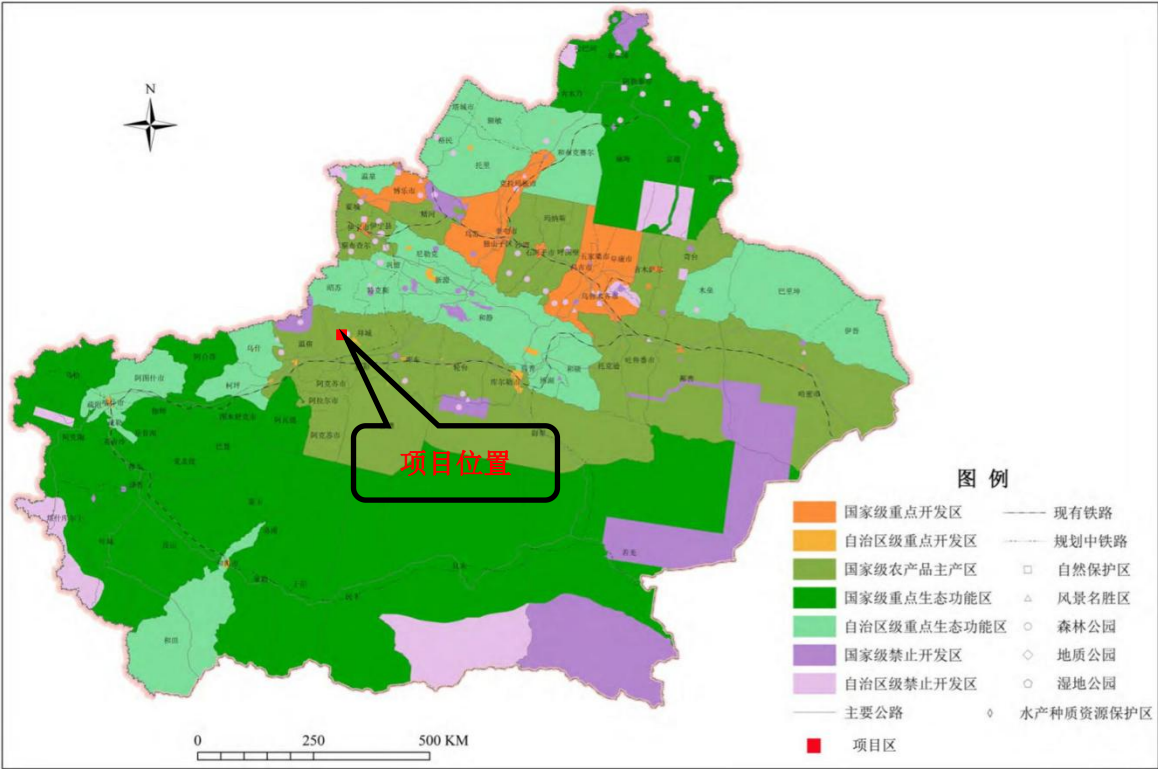


图4.3-3 项目与自治区主体功能区划位置关系图

(2) 生态环境功能区划

本工程位于阿克苏地区拜城县境内。根据现场调查和资料搜集，项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-19 和图 4.3-4。

表 4.3-19 项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区	Ⅲ ₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	42.托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	水源补给、生物多样性维护、土壤保持	水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏	生物多样性及其生境极度敏感、土壤侵蚀轻度敏感	保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原

项目类型属于天然气开采项目，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区。施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

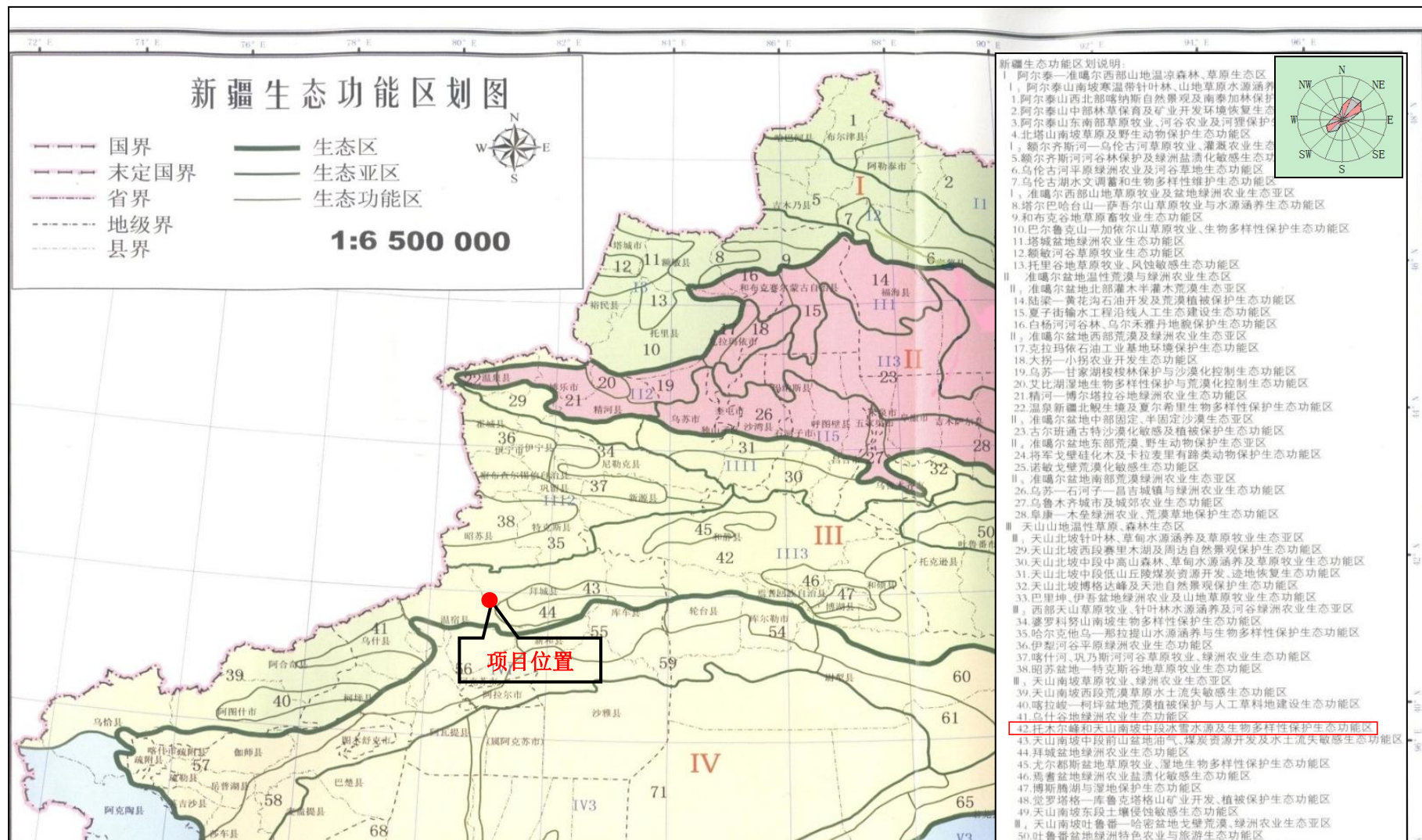


图 4.3-4 生态功能区划图

4.3.5.2.2 区域生态系统调查

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。本项目位于拜城县境内，所在区域属于荒漠生态系统。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在250mm以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，只有为数不多的超旱生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。所以群落的植物种类贫乏结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

4.3.5.2.3 生态系统评价

（1）天然降水稀少

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区由于降水稀少和蒸散十分强烈（年平均蒸发量1538.5mm），少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

（2）植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，具有潜在的危害性影响。

（3）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。荒漠植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.3.5.2 生态现状调查

项目生态影响评价等级为三级，评价的范围为拟建井场边界向外延伸 500m，

拟建管道两侧 300m 的范围，评价面积为 2.703km²。

4.3.5.2.1 土地利用现状调查与评价

参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）标准，根据实地调查和遥感卫星影像，评价范围内的土地利用类型为：裸地、道路用地等。评价范围内土地利用现状见下表。

表4.3-20 项目评价区域内土地利用类型一览表

土地利用类型	面积（km ² ）	占评价面积百分比
裸地	2.674	98.93%
道路用地	0.029	1.07%
合计	2.703	100.00%

4.3.5.2.2 评价区植被现状调查与评价

项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。按中国植被区划，项目所在区域属于暖温带西部极端干旱灌木、半灌木、荒漠地带中的天山南麓-西昆仑山地半荒漠、草原区。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，只有为数不多的超旱生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。所以群落的植物种类贫乏结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。评价范围内植物群落主要为灌草群落，植被稀疏，植株矮小，以灌草丛为主。

实地调查结果表明，区域大部分处于山前荒漠地带，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型。调查区域主要植被为琵琶柴、合头草、新疆绢蒿、猪毛菜、戈壁针茅等，区域植被具有明显的防治水土流失的作用。项目生态评价范围内主要涉及的植被类型为砾质土琵琶柴荒漠，建群种为琵琶柴，伴生种包括合头草、新疆绢蒿、猪毛菜、戈壁针茅等，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 15%，平均生物量 0.7t/hm²。



图 4.3-4 植被区划图

(1) 植被类型与特征确定

按照植被类型图的编制原则和方法,根据现场植被调查的实际数据结合遥感影像数据,作为植被类型划分的划分依据。对规划区评价范围内的植物和植被进行调查。调查内容包括植被类型、分布、面积、物种基本组成、优势物种等。

(2) 调查方法与步骤

本次评价遥感影像数据来源于美国陆地卫星 (Landsat-8) 遥感影像, 该数据共 11 个波段, 波段 1~7 和波段 9~11 的空间分辨率为 30m, 波段 8 (全色波段) 的空间分辨率为 15m。充分利用现有的调查和普查、土地详查、资源遥感调查等资料, 与实地调查相结合, 并采用综合的解译法进行分析。

实地调查采用线路调查与重点调查相结合的方法。在工程重点区域以及植被状况良好的区域进行重点调查; 对于没有原生植被的区域采取线路调查; 珍稀濒危植物的调查及资源植物的调查采取线路调查及市场调查等方法相结合进行调查, 按照上述基础工作所收集的调查数据编撰评价区植物名录, 见表 4.3-18。

表 4.3-18 区域主要植物名录

科	种名	拉丁名
怪柳科 Tamaricaceae	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica (Pall.) Maxim</i>
藜科 Chenopodiaceae	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>
菊科 Compositae	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boralense</i>
禾本科 Gramineae	猪毛菜	<i>Salsola collina Pall</i>
	戈壁针茅	<i>Stipa tianschanica Roshev</i>

(3) 调查结果与分析

在卫片解析图片分析的基础上, 通过现场针对性斑块详查, 统计出评价区内各种植被的面积、种类和分布, 评价区各植被面积及比例见表 4.3-21, 评价区域具体植被类型如下:

表 4.3-21 评价区内植被分布面积及比例

类型	面积 (km ²)	占评价面积的百分比
草本植被	2.674	98.93%
非植被区	0.029	1.07%
合计	2.703	100.00%

4.3.5.2.3 动物资源调查与评价

项目区按中国动物地理区划分级标准, 评价区域属于古北界、中亚亚界、蒙新区、天山山地亚区。

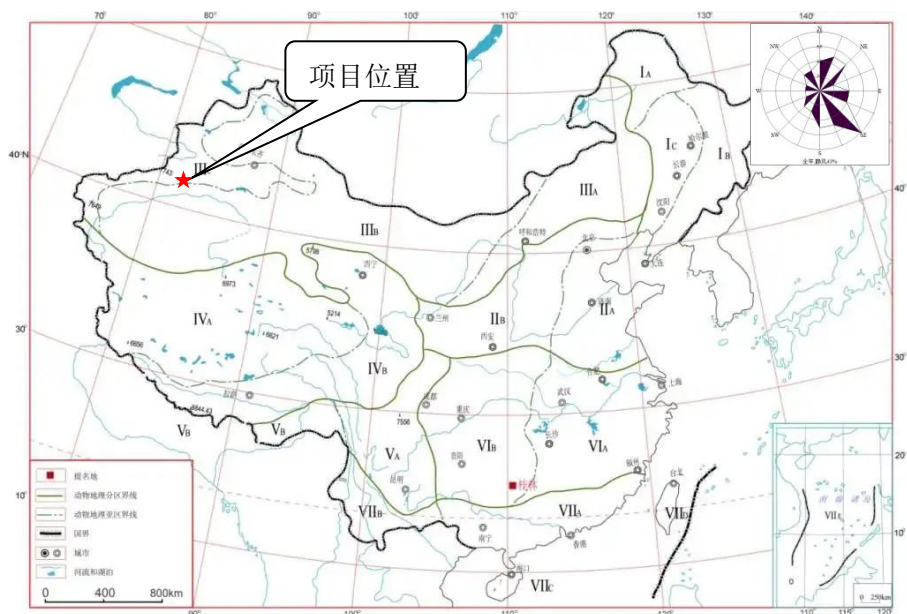


图 4.3-6 动物区划图示意图

(1) 野生动物现状调查

爬行类主要有绿蟾蜍、南疆沙蜥、荒漠麻蜥、红沙蜥等；鸟类主要有苍鹰、红隼、石鸡、环颈雉等；哺乳动物主要有草兔、三趾跳鼠、小家鼠等。

表 4.3-22 区域主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	戈壁
两栖、爬行类			
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	-	++
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>	-	++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	-	++
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>	-	
鸟类			
苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	B	±
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B	
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrhaptes paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	
黑尾地鸦	<i>Poedoces hendersoni</i>	S	++
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+

中文名	学名	居住特性	戈壁
哺乳类			
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—	
褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	—	
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—	
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±

注：(1)R—留鸟 B—繁殖鸟 S—夏候鸟 (2)±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

(2) 野生动物现状评价

评价区内由于人类的长期干扰和生态环境的改变，评价区域大量野生动物消失，现存动物种类较少，且均为常见种。

本项目评价范围内，因开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物等，无大型哺乳类动物及国家、地方重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。

4.3.5.3 水土流失现状

(1) 拜城县水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2020 年度水土流失监测数据》（2020），项目区所在的拜城县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 4.3-24。由表可知，土壤侵蚀类型主要以轻度侵蚀为主。

表 4.3-23 拜城县土壤侵蚀分类分级面积统计表 (单位：km²)

侵蚀类型	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	合计
水力侵蚀	2079.07	890.76	376.98	286.17	20.94	3653.92
风力侵蚀	1408.11	0.21	0	0	0	1408.32
合计						5062.24

(2) 水土流失重点防治分区

根据新水水保[2019]4 号文件，本工程所在拜城县属于“Ⅱ₃ 塔里木河流域水土流失重点治理区”。

(3) 水土流失成因

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

(4) 工程区水土流失现状

根据工程区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，结合《新疆维吾尔自治区 2020 年度水土流失动态监测年报-拜城县水土流失图》，方案判定本工程所在区域属于轻度风力。土壤侵蚀背景值为 $1600\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ ，容许土壤流失量确定为 $1600\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。

（5）水土流失预防措施

水土流失预防措施为加强对区域荒漠植被的保护，对占地扰动区域进行生态修复等。

（6）水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区；b.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；c.项目运营期油气资源开发建设活动；d.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。

（7）水土流失治理措施

水土流失治理措施为加强区域统一管理、保证生态用水，在加强荒漠植被管护，并进行机械固沙，防止水土流失加剧。

4.3.5.4 土地沙化现状

根据《新疆防沙治沙规划》，拜城县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”。近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

拜城县沙化土地总面积为 241394.1hm^2 ，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm^2 ，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm^2 ，占 4.65%；风蚀劣地 3hm^2 ，占 0.001%；戈壁 229935.71hm^2 ，占 95.25%。

4.3.5.4 区域生态面临的压力和存在的问题

评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对评价区的现场考察和资料分析，工程区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

工程区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，工程区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整、管沟开挖、管线敷设、车辆运输过程，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定的关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械程度以及气候条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果显示，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素，持续时间短，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小。

(2) 焊接烟尘

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

(3) 机械设备和车辆废气

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

(4) 测试放喷废气

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

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

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

(5) 环境影响分析

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

5.1.2 施工期废水环境影响分析

本项目施工期废水主要为钻井废水、压裂返排废液、试压废水和生活污水。

生活营地设置防渗污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

压裂酸化返排液在各井场中和后收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

管道分段试压，试压结束后试压废水用于场地四周洒水抑尘。

本项目施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

(1) 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工机械噪声值一览表

设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

②施工噪声贡献值

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

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

式中： L_r --距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} --距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r --预测点与声源的距离，m；

r_0 --监测设备噪声时的距离，m。

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

表 5.1-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方 管线
2	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
3	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

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

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

(2) 施工噪声污染防治措施

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

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

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

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

④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

⑤施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。

⑥需要测试放喷时采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工所在区域较空旷，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

(1) 固体废物影响分析

施工期会产生弃土方、泥浆岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、水泥基础、管道焊接及管道吹扫产生的废渣、施工废料、生活垃圾等。

剩余土方：剩余土方用于施工作业带平整，不外运。

泥浆岩屑：本工程钻井期内产生的泥浆量为 1012.3m³。岩屑量为 651.1m³。

在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》

(DB65/T3997-2017)中相关要求后,收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫;水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后,拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置;油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后,交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理。

钻井阶段结束后,水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集,拉运至下一钻井工程使用,不外排;油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理。

含油废物:在钻井、设备检修时产生少量含油废物,岩屑池、应急池等产生的废防渗材料也属于含油废物。根据《国家危险废物名录(2021年版)》,含油废物为危险废物,危险废物代码为HW08 900-249-08。含油废物产生量为0.4t,桶装收集后暂存于危废暂存间,由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

废烧碱包装袋:钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱,根据《国家危险废物名录(2021年版)》,烧碱的废弃包装袋为危险废物,危险废物代码为HW49 900-047-49。废烧碱包装袋产生量为0.1t,在危废暂存间暂存,由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

水泥基础:施工过程中产生的水泥基础产生量约5t,收集后运至拜城县产业园区固废填埋场处置。

施工废料:主要包括管材边角料等。根据类比调查,本项目施工废料的产生量约为1.8t,首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置。

生活垃圾:项目施工期生活垃圾产生量约8.1t,集中收集后定期送运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。

(2) 施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响,本评价建议采取以下防范措施:

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作,不得随意丢弃;

③提倡文明施工,严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔,生活垃圾集中收集,施工现场不遗留,定期送拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。

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

5.1.5 施工期生态环境影响分析

拟建工程对生态环境的影响以施工期为主,施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响,但是从整体区域来讲,其影响是局部的,施工完成后将对施工作业带进行生态恢复,施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从土地利用影响、土壤影响、植被影响、动物影响、水土流失影响、洪水影响、地质灾害影响等方面展开。

5.1.5.1 占地影响分析

(1) 占地面积类型统计

本项目永久占地面积为 0.1867hm^2 ,主要为井场占地、电力线路基座占地和集输管线铺设完成后管线上方设置永久性标识占地;项目临时占地面积为 5.246hm^2 ,主要是井场施工、施工营地、管沟开挖、施工便道和电力线路施工压占,占地类型为裸地。工程占地面积及占用植被见表 5.1-3。

表 5.1-3 工程占地及占用植被情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm^2)		占地类型	占用植被类型	备注
		永久占地	临时占地			
1	井场	0.1455	1.63	裸地	植被稀疏、盖度较低、以新疆绢蒿、戈壁针茅、猪毛菜和合头草群系为主	单座井场永久占地为 $28\text{m} \times 43.6\text{m}$,放喷池永久占地 $13\text{m} \times 18\text{m} = 234\text{m}^2$ 。钻井期井场临时占地面积为 $140\text{m} \times 90\text{m}$,井场生活区占地面积 3500m^2 ,放喷池 200m^2 。
2	电力线	0.0396	0.116			电力线路变压器围栏及周边范围占地 50m^2 ,3根电杆占地 346m^2 。电力线路长 145m ,作业带宽度 8m
3	管线	0.0016	3.34			集输管线永久性标识占地 16m^2 。集输管线 3.34km ,作业带宽度 10m
4	施工便道	0	0.16			施工便道 1600m^2
5	合计	0.1867	5.246	--	--	--

(2) 永久占地对土地利用的影响

拟建工程永久占地主要为井场占地、电力线路基座占地和集输管线铺设完成后管线上方设置永久性标识占地电力线路基座,占地面积为 0.1867hm^2 ,占地类型均为裸地。其建设使土地利用功能发生变化,使土地使用功能永久地转变为工

矿用地,改变了其自然结构与功能特点。拟建工程井场较为分散且占地面积较小,工程永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响较小。

(3) 临时占地对土地利用的影响

工程临时占地主要为临时用地为井场施工、施工营地、管沟开挖、施工便道和电力线路施工压占等。根据占地类型统计,项目占用的土地类型主要为裸地,临时占地面积为 5.246hm²。从宏观整体区域看,施工活动和工程占地在区域范围内并呈点线状分布,井场及管道沿线稀疏草地面积分布较广,项目临时占地面积较小,不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道工程施工完毕后,对施工临时占地进行恢复,对土地利用的影响也会逐渐消失。

5.1.5.2 对土壤环境影响

本工程施工过程中最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设等临时占地,电力工程施工对土壤环境的影响。管道敷设、电力工程临时占地主要土壤类型为淡棕钙土。施工过程对土壤的影响主要为:

(1) 对土壤结构和质地影响

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

(2) 对土壤密实度的影响

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

(3) 固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外,施工废物对土壤的影响也是值得注意的,有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解,被埋于土壤中长时期残留,易造成地形的起伏,在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净,不得埋入土壤中。

(4) 对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层,改变土壤容重,地表植被受到破坏,使得表层填筑

物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本工程在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，本工程的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，本工程建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使本工程施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将本工程对生态环境的影响降至最小。

5.1.5.3 对植被的环境影响

从拟建工程占地统计分析，管线建设新增永久占地较少，临时占地面积虽然较大，但施工结束后，通过生态恢复措施，可逐步恢复至原始状态，对野生植被影响较小。井场分布分散，且单位占地面积较小，其对野生植被生境的破坏效应较小。

（1）管线建设对野生植被影响分析

管线建设以临时占地为主，占地面积约为 3.34hm²，以裸地为主。在管线建设中，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。根据当地的自然条件，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 2~3 年。在事故状态下，油品泄漏引起的火灾事故将影响事故点周围植被生长。

（2）道路建设对野生植被影响分析

道路建设临时占地面积为 0.16hm²；道路建设属于带状影响，对沿线植物物种有一定的分隔作用，对植物间生物信息交流会产生一定影响。工程建设会直接侵占野生植被的生长空间。施工期间，对施工人员进行必要的保护野生植物常识培训（如辨认保护植物、移栽植物等方面），严禁随意扩大施工范围破坏植被。在落实对沿线植物保护措施后，工程建设不会影响区域内的植物种群的分布，仅可能使井场道路两侧植物种群组成发生一定变化，对沿线植物分隔影响有限。

道路建设在施工阶段由于对地面进行开挖或填筑,使道路征地范围内的灌木、草被等遭受砍伐、铲除、掩埋及践踏等一系列人为工程行为的破坏,而这种变化若是发生在路基占地范围内,植被损毁是不可逆的。

(3) 污染物对植被的影响

①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一,但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散,因此在正常情况下扬尘浓度低,工期短,对植被影响很小。

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水,其中试压用水采用中性清洁水,试压水排出后进入下一段管线循环使用,试压结束后就地泼洒抑尘;施工现场不设施工营地,生活污水依托现有公共设施,不新增临时集中式污水排放点。

(4) 人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等,主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地,多集中在临时性占地外围 50m 范围内,这种影响一般为短期性影响,且强度不大,施工结束,这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤,造成地表原有结构的破坏,改变了十分脆弱的原有自然生态类型,造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同,这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(5) 对生物量的影响分析

拟建工程永久占地面积 0.1867hm²,临时占地 5.246hm²,拟建工程井场及管线施工区域以裸地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算:

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中, Y—永久性生物量损失, t;

S_i —占地面积, hm²;

W_i —单位面积生物量, t/hm²。

项目施工区域为荒漠区,植被覆盖率较低,植被覆盖度约为 15%,参照门学慧等人发表的《北疆温性荒漠类草地生物量空间分布及影响因素》荒漠草原平均

生物量约 $0.7\text{t}/\text{hm}^2$ ，计算可得项目建设各类型占地的生物量损失，详见下表。

表 5.1-4 项目建设各类型占地的生物量损失一览表

植被类型	平均生物量 (t/hm^2)	面积 (hm^2)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
裸地	0.7	0.1867	5.246	0.131	3.672

本项目的实施将造成 0.131t 永久植被损失和 3.672t 临时植被损失。

(6) 小结

拟建工程的建设对植被的影响，因具体工程项目类型的不同而有所差异，其中井场建设的影响呈点状分布，而管线影响则呈线状分布。从影响面积来看，永久性征地中原有植被将全部遭到破坏，临时占地中原有植被基本被破坏，根据当地的自然条件，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 3~5 年。施工中造成的植被损失，在施工后经过采取恢复措施，大部分可恢复原状。同时应加强施工人员管理，以进一步降低对植被的扰动，减少对生物量的影响。

5.1.5.4 对野生动物的环境影响

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

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

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

施工过程中如遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

5.1.5.5 水土流失影响分析

项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响,可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面:

(1) 扩大侵蚀面积,加剧水土流失。本项目地处内陆地区,风沙较大,空气干燥,加上地表植被覆盖度低,项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,若在施工过程中不加以治理和防护,遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

(2) 破坏生态环境,对周边地区造成影响,本项目沿线虽植被覆盖度低,但施工期对地表结皮破坏,有可能加剧项目区内的风灾天气,增加空气中粉尘含量,严重时会造成沙尘暴,造成一定的生态环境破坏,施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下,给施工人员健康造成危害。

(3) 扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力,道路工程建设由于车辆行驶,改变了扰动区域的原始地貌、土壤结构和地面物质组成,降低了土壤抗侵蚀能力。

本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围,区域内地表植被分布较少,土壤侵蚀强度以轻度为主,生态环境质量较差,应加强水土保持综合治理工作,减少因本工程建设而产生的水土流失。

5.1.5.6 对生态功能区划的影响分析

依据《新疆生态功能区划》,本项目位于“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”,主要生态服务功能为“水源补给、生物多样性维护、土壤保持”,主要保护目标为“保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原”。

项目类型属于天然气开采,主要是井场建设和管线敷设,对生态环境的影响主要体现在施工期,施工期具有临时性、短暂性特点。施工结束后,管沟回填,区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施,不会对水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀造成影响。综上所述,项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突,对区域生态环境影响是可接受的。项目不属于新区块开发,属于现有钻井工程配套的油气集输项目,项目实施不会增加区域油气资源总产能,项目废气达标排放、产生的固废妥善处置,可确保油气开发与生态环境保护的双赢,与区域发展方向相协调。

综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受。

5.1.5.7 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场工程、管线敷设工程等建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.5.8 洪水影响分析

在管道沿线的低山沟谷、山前冲积平原出山口及山间洼地中的冲沟及冲沟汇流处，降水形式常以暴雨为主，河沟洪水挟带泥沙，形成特有的暴雨洪流危害，对岸边形成冲刷破坏。并具有短时间内破坏建筑设施、道路工程、管道工程设施等特征。

这些地段很容易对管道造成威胁。这些河流还有一个特点是非雨季没有水或水量很小，但进入雨季，山洪暴发，水量剧增，并夹带泥沙石头，对管道破坏极大。

5.1.5.9 地质灾害影响分析

天然气管道如经过地质构造活动强烈地区，这些地区岩石松散破碎，地形变化较大，易形成崩塌和滑坡，影响管道建设和运营安全。如西气东输管道经过新疆某区域时，管道在山谷中穿行，地表风化作用强烈，地质环境脆弱，管道线位选择余地小，紧靠山体斜坡敷设，地形陡峻，两侧基岩坡角较大，一般大于 40° ，最大能达到 60° ，崩塌、滑坡危险地段长达几十公里。

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.1 基础气象资料分析

本工程位于拜城县，距离本项目最近的气象站为拜城县气象站，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用拜城县气象站近 20 年（2002-2021 年）的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用拜城县气象站的气象资料，统计结果分析见表 5.2-1。

表 5.2-1 项目所在区域近 20 年主要气象要素

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

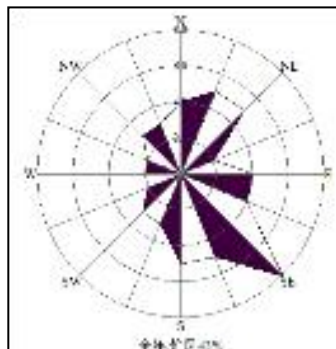


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

5.2.2 大气环境影响分析

项目采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/T2.2-2018）附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式，计算项目污染源的最大环境影响。

表 5.2-2 运营期大气污染物排放参数一览表（面源）

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	非甲烷总烃排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						
大北 1301 井场			1905	43.6	28	5	5	0.006

表 5.2-3 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	农村	农村
	--	--
最高环境温度/°C		40.9
最低环境温度/°C		-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	是	是
	90	90
是否考虑海岸线熏烟	否	否
	--	--
	海岸线方向/°	--

估算模式预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 估算模式预测污染物扩散结果

距下风向距离 (m)	大北 1301 井场无组织废气	
	非甲烷总烃	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
50.0	11.116	0.556
100.0	9.418	0.471
200.0	6.676	0.334
300.0	5.088	0.254
400.0	4.055	0.203
500.0	3.332	0.167
600.0	2.939	0.147
700.0	2.616	0.131
800.0	2.361	0.118
900.0	2.143	0.107
1000.0	1.969	0.098
1200.0	1.695	0.085
1400.0	1.493	0.075
1600.0	1.328	0.066
1800.0	1.192	0.060
2000.0	1.077	0.054
2500.0	0.861	0.043
3000.0	0.710	0.035
3500.0	0.599	0.030
4000.0	0.516	0.026

距下风向距离 (m)	大北 1301 井场无组织废气	
	非甲烷总烃	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
4500.0	0.451	0.023
5000.0	0.399	0.020
10000.0	0.172	0.009
11000.0	0.153	0.008
12000.0	0.137	0.007
13000.0	0.124	0.006
14000.0	0.113	0.006
15000.0	0.104	0.005
20000.0	0.072	0.004
25000.0	0.054	0.003
下风向最大浓度	12.550	0.628
下风向最大浓度出现距离	24.0m	
D ₁₀ %最远距离	--	

本项目废气污染源的污染物 P_{max} 和 D₁₀%估算模型计算结果见图5.2-2。

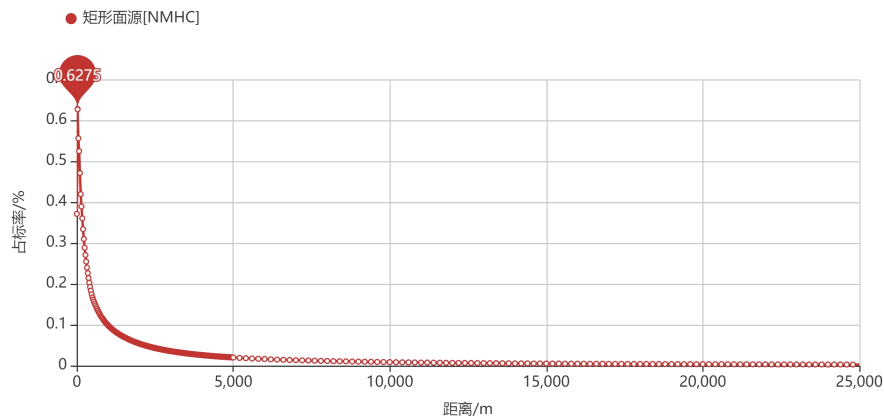


图 5.2-2 大北 1301 井场面 P_{max} 和 D₁₀%预测结果图

表5.2-5 大气环境影响估算模式计算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 (μg/m ³)	C _{max} (μg/m ³)	P _{max} (%)	D ₁₀ %(m)
大北 1301 井场无组织废气	NMHC	2000.0	12.550	0.628	/

由上表可知，本项目P_{max}最大值为0.628%，C_{max}为12.550μg/m³。

5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

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

表 5.2-6 污染物场界监控点浓度贡献值

污染物	场界浓度值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			
	东	南	西	北
非甲烷总烃	7.4	7.4	7.4	7.4
标准值	4000			
达标情况	达标	达标	达标	达标

由估算结果可知,无组织排放非甲烷总烃四周场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制标准,因此本项目大气环境影响可接受。

5.2.4 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关要求,本项目大气环境影响评价等级为三级,最大落地浓度无超标点,因此无需设置大气环境保护距离。

5.2.5 评价结论

项目位于环境质量不达标区,各污染源正常排放下短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%,污染物的贡献浓度较低,且出现距离较近,影响范围较小。项目实施后大气环境影响可以接受。

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

表 5.2-7 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级□		三级☑	
	评价范围	边长=50km□		边长=5~50km□		边长=5km□	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		<500t/a☑	
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO） 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	评价功能区	一类区□			二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	(2022) 年					
	环境空气质量现状 调查数据来源	长期例行监测标准□			主管部门发布的数据标准☑		现状补充标准☑
	现状评价	达标区□				不达标区☑	
污染源 调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源□			拟替代的污染源 □		其他在建、拟 建项目污染源 □ 区域污染源□

工作内容		自查项目						
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐
	预测范围	边长≥50km ☐			边长 5~50km ☐		边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 ()					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐	
	正常排放短期 浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% ☒					C 本项目最大占标率>100% ☐	
	正常排放年均 浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率≤10% ☐		C 本项目最大占标率>10% ☐		
		二类区		C 本项目最大占标率≤30% ☐		C 本项目最大占标率>30% ☐		
	非正常 1h 浓度 贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常 占标率≤100% ☐		C 非正常 占标率>100% ☐		
	保证率日平均 浓度和年平均 浓度叠加值	C 叠加达标 ☐					C 叠加不达标 ☐	
	区域环境质量的整 体变化情况	k≤-20% ☐					k>-20% ☐	
环境监测 计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）				有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（ ）				监测点位数（ ）		无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境保护距离	距 (--) 厂界最远 (--) m						
	污染源年排放量	SO ₂ :(0)t/a	NO _x :(0)t/a	颗粒物：(0)t/a	非甲烷总烃：(0.053)t/a			

注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项

5.3 运营期地表水环境影响分析

依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），结合项目特点，确定本项目属于水污染影响型，评价等级为三级B。

井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 300m³/d（109500m³/a），剩余处理规模为 119.6m³/d（43654m³/a），本项目井下作业废水的产生量为 22.5m³/a，依托可行。

综上，本工程评价范围内无地表水体，采取的废水处置措施有效且采出水、井下作业废水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ； 饮用水取水口 ☐ ； 涉水的自然保护区 ☐ ； 重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ； 其他 ☒		
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型	
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☒	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐	
影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ； 非持久性污染物 ☐ ； pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☒		水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐	
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型	
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ； 其他 ☐	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☐ ； 补充监测 ☐ ； 其他 ☐
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ； 枯水期 ☐ ； 冰封期（ ☐ ） 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ； 其他 ☐
	补充监测	监测时期		监测因子
丰水期 ☐ ； 平水期 ☐ ； 枯水期 ☐ ； 冰封期 ☐ 春季 ☐ ； 夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		（ ☐ ）	监测断面或点位个数（ ☐ ）个	
现	评价范围	河流：长度（ ☐ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ☐ ）km ²		

状 评 价	评价因子	()	
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 ☐ ；Ⅱ类 ☐ ；Ⅲ类 ☐ ；Ⅳ类 ☐ ；Ⅴ类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()	
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐	达标区 ☐ 不达标区 ☐
影 响 预 测	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²	
	预测因子	()	
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐	
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐	
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐	
	水污染控制和水环境影响	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐	

	减缓措施有效性评价					
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求,重点行业建设项目,主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区(流)域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河(湖库、近岸海域)排放口的建设项目,应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
影响预测	污染源排放量核算	污染物名称		排放量(t/a)	排放浓度(mg/L)	
		()		()	()	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)
		()	()	()	()	()
	生态流量确定	生态流量:一般水期 () m ³ /s; 鱼类繁殖期 () m ³ /s; 其他 () m ³ /s 生态水位:一般水期 () m; 鱼类繁殖期 () m; 其他 () m				
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☒ ; 水文减缓设施 ☐ ; 生态流量保障设施 ☐ ; 区域消减 ☐ ; 依托其他工程措施 ☒ ; 其他 ☐				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☐		手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☐	
		监测点位	()		()	
		监测因子	()		()	
污染物排放清单	☒					
评价结论		可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐				

5.4 地下水环境影响预测与评价

对项目调查评价范围内的地下水环境现状进行调查和评价,是对调查评价区进行地下水环境影响预测和评价的前提和基础。项目组在接受任务后进行了资料收集、采样和测试分析等工作,并在此基础上进行了地下水环境影响预测评价。

5.4.1 评价区水文地质条件

(1) 调查区水文地质条件

本项目调查区所在区域的地貌类型有低山丘陵区与冲积洪积平原区。不同的地形地貌垂直带又有截然不同的气候与水文条件。本区地下水的赋存条件与分布特征均受、气候、水文等因素的共同影响,互相依从、互相制约。

本项目调查区范围内北部的低山丘陵区因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制,盆地四周高基底上的第四系松散层不含水或不均匀含水,绝大部分为透水不含水层,少部分地区存在有较薄的第四系松散岩类孔隙水,水量贫乏,换算涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目调查区南部为冲积洪积平原区,该区域地下水类型为第四系松散岩类孔隙水,调查区范围内含水层厚度约 50-90m,含水层岩性主要为第四系砂砾石,换算涌水量在 $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ 之间,富水性级别为水量丰富。地下水径流方向与地表水流向基本一致,即自西北流向东南。

钻孔资料引用自《塔西南勘探开发公司博大油气开发部第一期土壤和地下水环境调查报告》和《克拉苏气田大北 17 区块试采方案地面工程环境影响报告表》。

图 5.4-1 调查评价区水文地质图

图 5.4-2 调查评价区水文地质剖面图

（2）地下水的补径排条件

调查区的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定着地下水的补给、径流、排泄条件。

北部山区对项目所在调查区地下水的补给主要通过沟谷山泉和暴雨洪流进行入渗补给。而具有开采价值的地下水主要是调查区南部平原区的第四系松散岩类孔隙水，该区域内的地表水资源丰富，且由于地下水位埋藏较深，因此河水对地下水的补给是以悬河的形式补给，补给量较为稳定，地表水的直接入渗成为调查区地下水的主要补给源。另外通过渠系补给也是该区域地下水的另一个主要补给源。调查区地下水主要通过人工开采排泄，大部分则径流入木扎提河。

（3）地下水化学特征

调查区范围内松散岩类孔隙水主要是矿化度 0.2~0.4g/L 的 $\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型水。

（4）场地包气带特征

根据附近钻孔资料显示，本项目所在区域范围内地层岩性主要为砂砾卵石层，地面表层含有较薄的粉细砂层，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》

（HJ610-2016）水文地质参数经验值表，判定本项目场地包气带防污性能为“弱”。详见柱状图 5.4-3。

图 5.4-3 钻孔柱状图

（5）地下水动态

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

调查评价区范围内潜水的动态特征曲线与木扎提河的丰枯特征较相似，表现出水文型动态特征。河流的丰枯特征 10 月至翌年 3 月份为枯水期，4 月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6-8 月河流径流量最高，地下水水位动态特征随两河丰枯特征出现很直观的变化，地下水高水位出现在 9 月，比河流丰水期稍滞后，9、10 月地下水水位持续下降，水位最低值出现时间比河流枯水期迟后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及径流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6-7 月份以后地下水位急剧上升，9 月份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值 6.16m，主要是河水径流量年内分布极不均衡。

5.4.2 施工期地下水环境影响分析

5.4.2.1 预测情景分析

（1）正常状况

项目施工期废水主要为生活污水、钻井废水、压裂返排废液、试压废水。

①生活污水

项目井场采用防渗污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水并定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

③钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据上述工程分析可知本项目施工期钻井废水产生量约为 3022.6m³，钻井废水由临时罐收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

④压裂返排废液

压裂作业过程中会产生的压裂返排废液，施工期产生量约 263.98m³，在各井

场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

(2) 非正常状况

非正常状况发生少量的“跑、冒、滴、漏”可及时发现并得到处置，也不会下渗污染地下水。因此，施工期正常状况和非正常状况少量的“跑、冒、滴、漏”基本不会对地下水造成污染。因此本次评价从不利的角度出发，选取钻井过程中发生井喷后，钻井废水下渗对地下水环境的影响。

(3) 源强计算

污染物泄漏时间：井喷事故属突发环境事故，需立即启动应急处置措施，立即切断污染物向含水层的下渗通道，一般应急处置时间不超过 2 天，因此，本次假设井喷风险下渗时间持续 2 天。

污染物泄漏量：根据上述工程分析可知本项目施工期钻井周期为 225 天，钻井废水量约为 3022.6m^3 ，则钻井每天产生钻井废水量约 13.43m^3 。本次假设发生井喷风险事故后，所有的钻井废水均喷出地表，钻井施工队立即启动应急处置措施，将喷出的钻井废水收集至临时罐，采取上述措施后，假设每天仍然有 10% 的钻井废水由于容量不够而溢出下渗至含水层，则钻井废水下渗量为 $13.43\text{m}^3/\text{d} \times 2\text{d} \times 10\% = 2.69\text{m}^3$ 。

污染源位置：本次选取井场井口进行预测。

污染物浓度：钻井废水的特征污染物主要是 SS、COD、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物，本项目选择特征因子石油类作为预测因子进行预测。由于石油类在水中的最大溶解度为 18mg/L ，出于保守考虑，污染物浓度取 18mg/L 。

源强计算见表 5.4-1。

表 5.4-1 非正常工况渗漏源强计算一览表

泄漏位置	特征污染物	泄漏量 (m^3)	污染物浓度 (mg/L)	泄漏质量 (g)	超标标准 (mg/L)	检出限 (mg/L)
井场井口	石油类	2.69	18	48.42	0.05	0.01

5.4.2.2 包气带垂直入渗影响预测

(1) 污染预测模型目的层

由于本项目井场所在区域为透水不含水层，包气带厚度大于 100m ，所以本次评价以钻井废水泄漏入渗包气带作为评价的预测情景。

根据调查评价区水文地质条件及情景设定，应用 HYDRUS-1D 软件模拟污染物在包气带中的垂直迁移，计算污染物通过下渗运移的距离以及浓度。结合包气带土壤理化特性调查表，模拟层厚度取 99m 。

(2) 模型边界条件的概化

将包气带水流概化为垂向一维流，井口可视为平面点源。上边界为这些场地的底断面，下边界为模拟厚度底部边界，污染物在下渗过程中从上边界向下边界迁移。

污染物包气带 HYDRUS-1D 垂直迁移数值模型包括水分运移模型和溶质运移模型，边界条件确定如下：

①包气带水分运移模型

HYDRUS-1D 只考虑污染物在包气带的一维垂直迁移，因此水分运移模型的边界条件只有上边界和下边界。上边界概化为流量边界；下边界为自由排水边界。

②包气带溶质运移模型

本次应用 HYDRUS-1D 模拟污染物一维垂直迁移，只考虑溶质在固液相间的线性平衡等温吸附作用，忽略化学反应作用。将井口看做注入的点源，上边界为释放污染物的浓度通量边界；下边界为零通量梯度边界。

(3) 数学模型

根据污染物在包气带的运移特性，分为包气带水分运移模型、包气带溶质运移模型。

①包气带水分运移模型

假定水分运移过程中气相作用很小，忽略温度梯度的影响，取地表为零基准面，坐标轴方向与主渗流系数方向一致，坐标（Z 轴）向上为正，则包气带水分运移控制方程用 Richards 方程的修改形式表示：

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[K(h) \left(\frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) \right] \\ \theta(z, 0) = \theta_i(z); -Z \leq z \leq 0 \\ -k(h) \left(\frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) = q_s; z = 0 \\ h(Z, t) = h_b(t); \end{array} \right.$$

其中：θ-体积含水率；

h-压力水头（L），饱和带大于零，包气带小于零；

z、t-分别为垂直方向坐标变量（L）、时间变量（T）；

K-垂直方向的水力传导度（LT⁻¹）；

θ_i(z)-初始剖面含水率分布函数；上边界为变流量边界；

q_s 为单位面积补给量；下边界为变压力水头边界；

$h_b(t) = H_g(t) - Z$, $H_g(t)$ 为 t 时刻潜水位, 潜水位埋深取负值。

②包气带溶质运移模型

忽略污染物在气相中的扩散, 不考虑在液相中通过对流和弥散作用进行质量运输时的化学反应, 在固液相间的吸附作用采用线性平衡方程。

1) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

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

式中: c ---污染物介质中的浓度, mg/L ;

D ---弥散系数, m^2/d ;

q ---渗流速率, m/d ;

z ---沿 z 轴的距离, m ;

t ---时间变量, d ;

θ ---包气带土壤含水率, %。

2) 初始条件

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

3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

连续点源:

$$c(z, t) = c_0, t > 0, z = 0$$

非连续点源:

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

(4) 模拟软件

使用 HYDRUS-1D 模拟软件进行模型的建立和计算。该软件由美国农业部、农业研究会、美国盐土改良中心 (US Salinity laboratory) 于 1991 年联合研制的, 用于模拟变饱和和多孔介质中水分、溶质、能量运移的数值模型。该模型经多年使用和完善, 能够较好地模拟变饱和带中水分、溶质和能量运移规律和时空分布。目前已在包气带中水分、盐分、农药、有机石油烃运移方面得到广泛应用。

HYDRUS-1D 具有灵活的输入输出功能，可适用于多种源汇项及边界条件，方程求解方法采用伽辽金（Calerkin）有限元法。

（5）模型参数的选取

水分运移模型采用 Van Genuchten 公式处理包气带的水力特性。根据 Van Genuchten 公式，需获得参数有：饱和含水率 θ_s 、残余含水率 θ_r 、拟合参数 α 和 n 、垂直渗透系数 K_s 等，项目采用 Hydrus-1D 软件中提供了两组包气带土壤经验参数库中的数据，粉细砂渗透系数取 3.5m/d，砂砾卵石渗透系数 K_s 取经验值 112.5m/d。见下表：

表 5.4-2 水分运移模型参数表

层位	θ_r	θ_s	α	n	K_s (cm/d)	I
粉细砂	0.057	0.41	0.124	2.28	350	0.5
砂砾卵石	0.045	0.43	0.145	2.68	11250	0.5

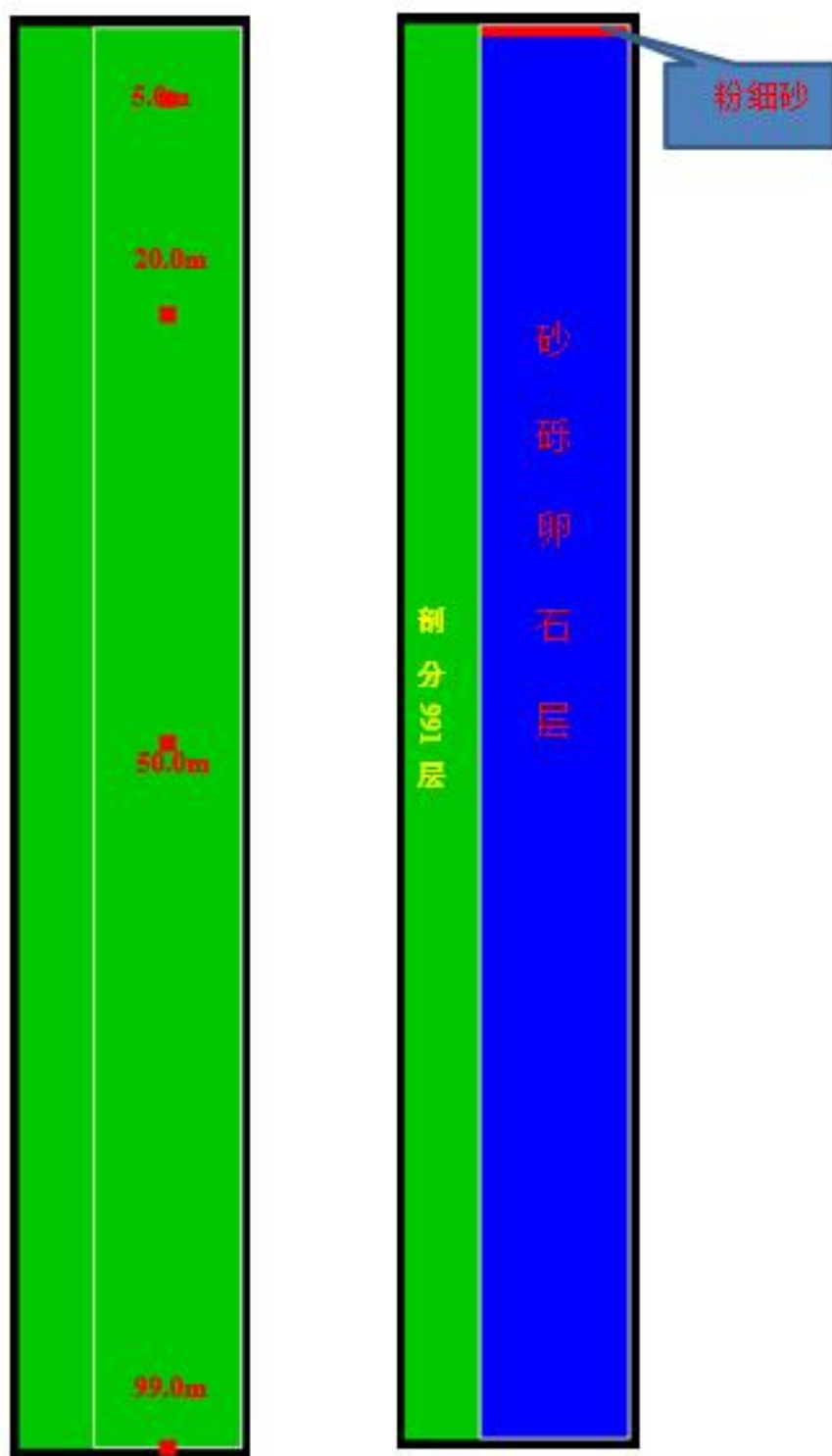


图 5.4-4 包气带岩性概化及观测点分布图

(6) 预测结果分析

将确定的参数代入模型，便可以求出不同位置，任何时刻的污染物的浓度分布情况。预测结果见图 5.4-5 和 5.4-6。

本次预测分别在不同深度布设浓度监控点，N1：5.0m，N2：20.0m，N3：50.0m；N4：99.0m。

①非正常状况下石油类预测结果

图 5.4-5 为各观测点在不同深度石油类浓度观测曲线，图 5.4-6 为石油类在不同时段沿包气带迁移的变化曲线，利用 HYDRUS-1D 运行溶质运移模型，将相关参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 7300 天（20 年）。

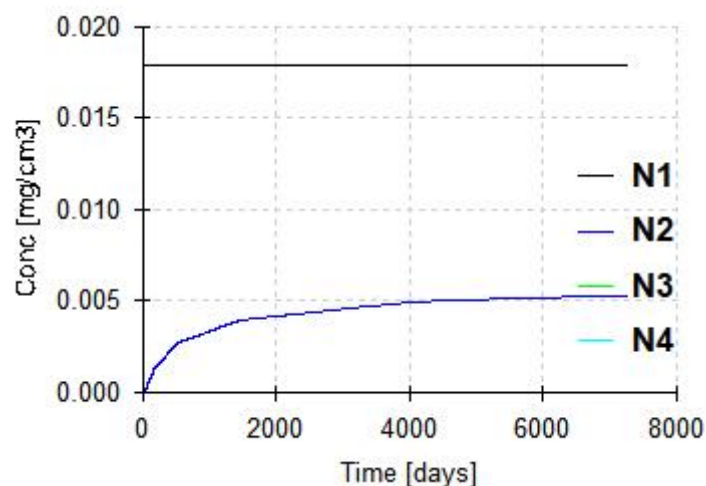


图 5.4-5 包气带不同深度石油类浓度观测曲线图

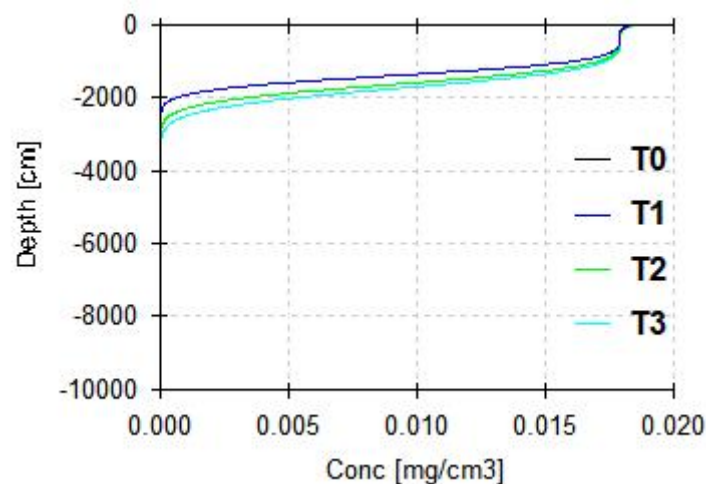


图 5.4-6 石油类在不同时段沿包气带土壤迁移情况图

根据图 5.4-5 可知，各观测点污染物浓度随时间变化，在 5.0m 处，污染最大浓度为 0.018mg/cm^3 ；在 20.0m 处，污染最大浓度为 $5.3 \times 10^{-3}\text{mg/cm}^3$ ；在 50.0m 处，污染最大浓度为 $3.1 \times 10^{-14}\text{mg/cm}^3$ ；在 99.0m 处，污染最大浓度为 0mg/cm^3 。

③预测结论

根据包气带垂直入渗预测结果可知,在 7300d 模拟预测时间内污染物未到达模拟层底部,不会对地下水产生影响。

5.4.3 运营期地下水环境影响分析

5.4.3.1 预测情景分析

(1) 正常状况

①废水

运营期人员内部调配,不新增生活废水;生产废水主要为井下作业废水。

②落地油

落地凝析油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等,2009),土壤中凝析油基本上不随土壤水上下移动,毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层,只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。由于气田气候干旱少雨,无地表径流,无大量降水的淋滤作用,即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。根据气田公司作业要求,必须采用带罐进行,井口排出物全部进罐,故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收,在措施落实、管理到位的前提下,可最大限度减少落地油量,故落地油对开发区域地下水的影响很小。

③集气管线

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

(2) 非正常状况

①油气窜层对地下水的污染影响

一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层,对第四系含水层厚度判定不定,误为第三系套管隔离失效;对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等,以及其他不可预见的事故产生,都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是:

- a 下入的表层套管未封住含水层;
- b 固井质量差;
- c 工艺措施不合理或未实施。

因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，调查评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

②井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的凝析油喷出井口，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。

井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大。从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

③集气管道泄漏事故对地下水的影响

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的凝析油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常集气管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于凝析油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

非正常状况下，集气管线出现破损泄漏，如不及时修复，凝析油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集气管线阀门连接处泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

5.4.3.2 包气带垂直入渗预测

（1）源强计算

由前文工程分析可知本项目集气管线输送的天然气的总采出水量为 $1500\text{m}^3/\text{a}$ ，（平均水量为 $4.1\text{m}^3/\text{d}$ ），假设采出量全部泄漏，则本项目的泄漏量为 $4.1\text{m}^3/\text{d}$

d. 参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献, 石油类可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L, 则石油类泄漏质量为 $4.1 \times 18 = 73.8\text{g}$ 。

源强计算见表 5.4-3。

表 5.4-3 非正常工况渗漏源强计算一览表

泄漏位置	特征污染物	泄漏量 (m ³)	污染物浓度 (mg/L)	泄漏质量 (g)	超标标准 (mg/L)	检出限 (mg/L)
集输管线 阀门连接处	石油类	4.1	18	73.8	0.05	0.01

(2) 污染预测模型目的层

由于本项目所在区域为透水不含水区, 包气带厚度大于 100m, 所以本项目主要考虑采出水中的凝析油直接泄漏入渗包气带的情景。

根据调查评价区水文地质条件及情景设定, 应用 HYDRUS-1D 软件模拟污染物在包气带中的垂直迁移, 计算污染物通过下渗运移的距离以及浓度。结合土壤理化特性调查表, 模拟包气带层厚度取 99m。

(3) 模型边界条件的概化

将包气带水流概化为垂向一维流, 泄漏点位置可视为平面点源。上边界为这些场地的底断面, 下边界为模拟厚度底部边界, 污染物在下渗过程中从上边界向下边界迁移。

污染物包气带 HYDRUS-1D 垂直迁移数值模型包括水分运移模型和溶质运移模型, 边界条件确定如下:

①包气带水分运移模型

HYDRUS-1D 只考虑污染物在包气带的一维垂直迁移, 因此水分运移模型的边界条件只有上边界和下边界。上边界概化为流量边界; 下边界为自由排水边界。

②包气带溶质运移模型

本次应用 HYDRUS-1D 模拟污染物一维垂直迁移, 只考虑溶质在固液相间的线性平衡等温吸附作用, 忽略化学反应作用。将集输管线阀门连接处泄漏点看做注入的点源, 上边界为释放污染物的浓度通量边界; 下边界为零通量梯度边界。

(4) 数学模型

根据污染物在包气带的运移特性, 分为包气带水分运移模型、包气带溶质运移模型。

①包气带水分运移模型

假定水分运移过程中气相作用很小，忽略温度梯度的影响，取地表为零基准面，坐标轴方向与主渗流系数方向一致，坐标（Z 轴）向上为正，则包气带水分运移控制方程用 Richards 方程的修改形式表示：

$$\begin{cases} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[K(h) \left(\frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) \right] \\ \theta(z, 0) = \theta_i(z); -Z \leq z \leq 0 \\ -k(h) \left(\frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) = q_s; z = 0 \\ h(Z, t) = h_b(t); \end{cases}$$

其中：θ-体积含水率；

h-压力水头（L），饱和带大于零，包气带小于零；

z、t-分别为垂直方向坐标变量（L）、时间变量（T）；

K-垂直方向的水力传导度（LT⁻¹）；

θ_i(z)-初始剖面含水率分布函数；上边界为变流量边界；

q_s 为单位面积补给量；下边界为变压力水头边界；

h_b(t)=Hg(t)-Z，Hg(t)为 t 时刻潜水位，潜水位埋深取负值。

②包气带溶质运移模型

忽略污染物在气相中的扩散，不考虑在液相中通过对流和弥散作用进行质量运输时的化学反应，在固液相间的吸附作用采用线性平衡方程。

1）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c---污染物介质中的浓度，mg/L；

D---弥散系数，m²/d；

q---渗流速率，m/d；

z---沿 z 轴的距离，m；

t---时间变量，d；

θ---包气带含水率，%。

2）初始条件

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

3）边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

连续点源:

$$c(z, t) = c_0, \quad t > 0, \quad z = 0$$

非连续点源:

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

(5) 模拟软件

使用 HYDRUS-1D 模拟软件进行模型的建立和计算。该软件由美国农业部、农业研究会、美国盐土改良中心 (US Salinity laboratory) 于 1991 年联合研制的, 用于模拟变饱和和多孔介质中水分、溶质、能量运移的数值模型。该模型经多年使用和完善, 能够较好地模拟变饱和带中水分、溶质和能量运移规律和时空分布。目前已在包气带中水分、盐分、农药、有机石油烃运移方面得到广泛应用。HYDRUS-1D 具有灵活的输入输出功能, 可适用于多种源汇项及边界条件, 方程求解方法采用伽辽金 (Calerkin) 有限元法。

(6) 模型参数的选取

水分运移模型采用 Van Genuchten 公式处理包气带的水力特性。根据 Van Genuchten 公式, 需获得参数有: 饱和含水率 θ_s 、残余含水率 θ_r 、拟合参数 α 和 n 、垂直渗透系数 K_s 等, 项目采用 Hydrus-1D 软件中提供了两组包气带土壤经验参数库中的数据, 粉细砂渗透系数 K_s 取经验值 3.5m/d, 砂砾卵石渗透系数取 112.5m/d。见下表:

表 5.4-4 水分运移模型参数表

层位	θ_r	θ_s	α	n	K_s (cm/d)	I
粉细砂	0.057	0.41	0.124	2.28	350	0.5
砂砾卵石	0.045	0.43	0.145	2.68	11250	0.5

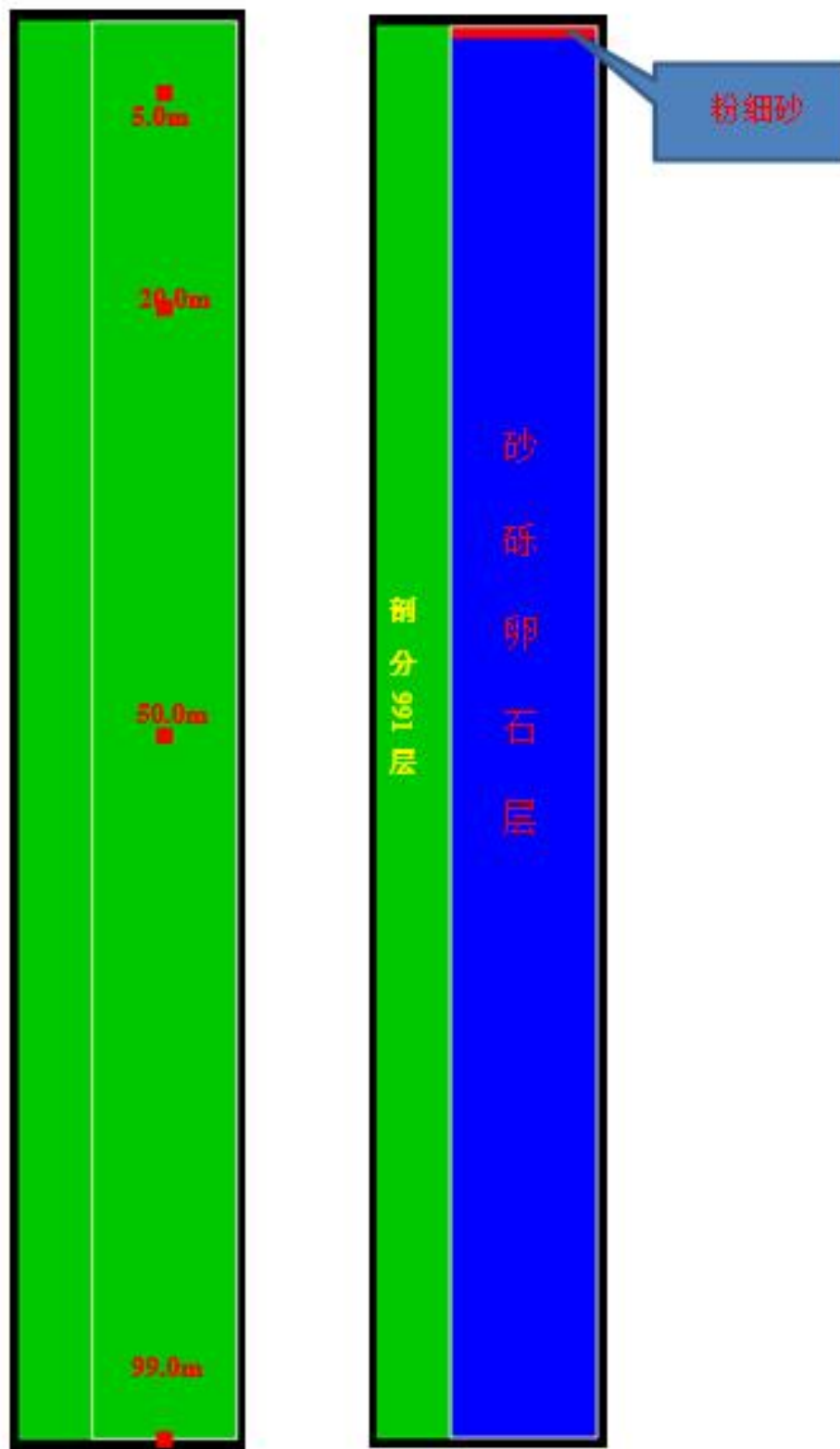


图 5.4-9 包气带岩性概化及观测点分布图

将确定的参数代入模型，便可以求出不同位置，任何时刻的污染物的浓度分布情况。预测结果见图 5.4-10 和 5.4-11。

本次预测分别在不同深度布设浓度监控点，N1：5.0m，N2：20.0m，N3：50.0m；N4：99.0m。

①非正常状况下石油类预测结果

图 5.4-10 为各观测点在不同深度石油类浓度观测曲线，图 5.4-10 为石油类在不同时段沿包气带迁移的变化曲线，利用 HYDRUS-1D 运行溶质运移模型，将相关包气带参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 7300 天（20 年）。

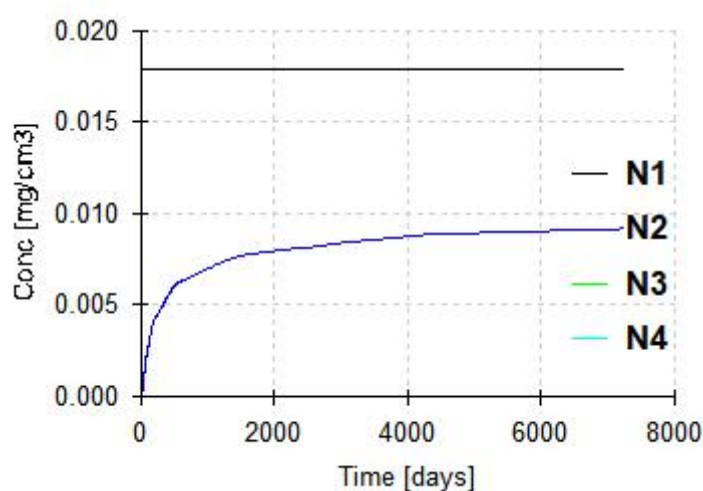


图 5.4-10 包气带不同深度污染物浓度观测曲线图

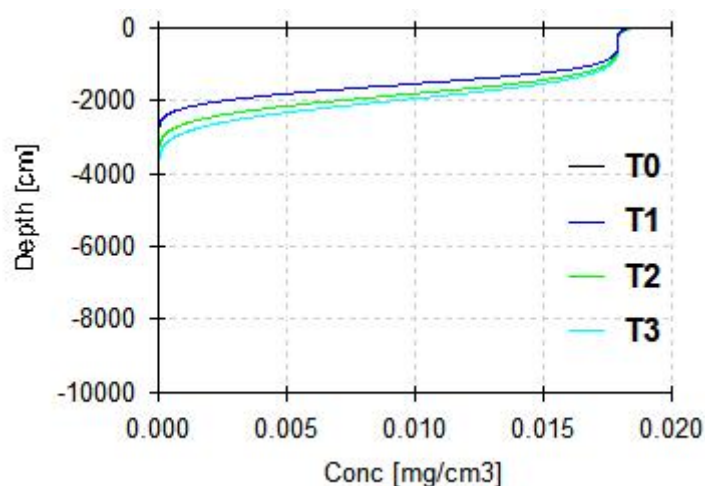


图 5.4-11 污染物在不同时段沿包气带土壤迁移情况图

根据图 5.4-10 可知, 各观测点污染物浓度随时间变化, 在 5.0m 处, 污染最大浓度为 $1.8 \times 10^{-2} \text{mg/cm}^3$; 在 20.0m 处, 污染最大浓度为 $9.2 \times 10^{-3} \text{mg/cm}^3$; 在 50.0m 处, 污染最大浓度为 $9.5 \times 10^{-11} \text{mg/cm}^3$; 在 99.0m 处, 污染最大浓度为 0mg/cm^3 。

③预测结论

根据包气带垂直入渗预测结果可知, 在 7300d 模拟预测时间内污染物未到达模拟层底部, 不会对地下水产生影响。

综上, 本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则, 并定期开展地下水跟踪监测, 在严格按照地下水污染防治措施后, 本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.4.4 地下水环境保护措施及防治对策

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。

(1) 源头控制措施

①集输管线可根据具体条件和重要性确定密封形式。

②井场内对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟, 管沟上设活动观察顶盖, 以便出现泄漏问题及时观察、解决, 将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对集输管线、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。

④同时对地下钻井井身采用双层套管(表层套管、生产套管), 还需要采取切实可行分层隔离封闭的措施, 防止串层污染。

(2) 施工期水污染保护措施

项目施工期, 工程建设过程中, 无污染物的堆放和排放, 因此, 项目施工期不会形成对地下水的大范围污染影响。但在施工过程中, 要注意保护地下水的措施。

①基础工程尽量选在枯水期施工, 避免在汛期施工。

②工程承包合同中应明确施工材料(水泥、钢材、油料等)的运输过程中防止洒漏条款, 临时堆放场地不得设在河沟附近, 以免随雨水冲入水体造成污染。

③设置必要的排水沟用以疏导施工废水，排水沟土质边坡及时夯实。应妥善收集并及时处理结构渗水，施工现场的淤泥渣土等固体废弃物，应当按要求运到指定地点处置。

④施工场地设置临时沉砂池或配置专用泥浆污水处理设备，将含泥沙的雨水、泥浆经沉砂池处理后排放。

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

（3）分区防控措施

为了避免项目对周围地下水水质产生明显的影响，在保证污染物得到妥善处理的基础上，应加强采取地下水污染防渗措施。

根据模拟预测结果，在不考虑防渗的情况下，其污染持续时间较长且污染物进入孔隙水时间相对较快，需要对井场和输气管道等可能发生潜在危险区域进行重点防渗处理并建立污染检测设施。

根据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)防渗等级的划分要依据：建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性来进行判定。现分述如下：

①天然包气带防污性能

本项目厂区内包气带为粉细砂和砂砾卵石，分布较连续、稳定。由《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中附录 B 可知，包气带垂向渗透系数大于 10^{-4}cm/s ；因此，根据包气带防污性能分级原则，确定项目场地包气带防污性能为“弱”。

②污染控制难易程度

本项目污染物主要为持久性有机污染物，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理。因此，确定本项目的污染控制难易程度分级为“难”。

③污染物特性

本项目生产过程中，污染物主要为石油类等，属于持久性有机污染物，确定本项目污染物类型为“持久性有机污染物”。

根据建设项目地下水污染防渗分区参照表，详见下表 5.4-5。本项目场地包气带防污性能为“弱”，污染控制难易程度分级为“易”，污染物类型为“持久性有机污染物”，对照地下水污染防渗分区参照表，本项目防渗分区为“重点防渗区”、“一般防渗区”和“简单防渗区”。

表 5.4-5 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	易—难	重金属、持久性有机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参考 GB18598 执行；
	中—强	难		
一般防渗区	中—强	易	重金属、持久性有机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参考 GB16889 执行
	弱	易—难	其他类型	
	中—强	难		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

④《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)工程防渗的设计标准应符合下列规定:

1) 石油化工设备、地下管道、建(构)筑物防渗的设计使用年限不应低于其主体的设计使用年限;

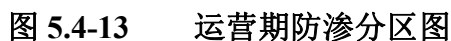
2) 一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏层的防渗性能; 重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏层的防渗性能。

依据本项目的工程建设特点, 对项目施工期和运营期的分别采取了防渗措施, 具体措施见表 5.4-6 和 5.4-7。

表 5.4-6 施工期项目防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	放喷池池壁和池底、柴油罐区地面、柴油发电机组地面、应急池池壁和池底、岩屑池池壁和池底、钻台地面、泥浆备用罐地面、泥浆罐区地面、泥浆泵区地面、泥浆料台地面、加重装置地面、管排架地面、坡道地面	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$, 渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参考《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
一般防渗区	固井水泥罐区地面、材料房地面、爬犁地面、修理房地面、固井水泥罐区地面	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, 渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参考《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
简单防渗区	其他非污染地面	一般地面硬化

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	井口地面、放喷池池壁和池底	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参考《石油化工工程防 渗技术规范》(GB/T50934-2013)
简单防渗区	工艺装置地面、设备间地面等非污 染区域	一般地面硬化



（4）管道泄漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由控制系统实现管线的生产运行管理和控制，并与所属的总控室 SCADA 管理系统通信，上传管线的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，随时通过监控系统观察管线输送情况。

②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。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（5）地下水环境监测与管理

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）的要求及地下水监测点布设原则，结合项目场地水文地质条件，本项目共布设包气带监控点 3 处。其中 JK1 点位于本井场上游位置，其作用主要为背景对照；JK2 和 JK3 两个监控点分别位于井口和放喷池下游方向，其作用为监测是否发生污染泄漏。

具体监测点位见表 5.4-8 和图 5.4-14。

表 5.4-8 地下水监测点布控一览表

功能	编号	地点	检测频率	取样深度（m）
背景对照井	JK1	井场上游空白地	1次/年	0.2m
污染扩散监测井	JK2	井口下游	2次/年	
	JK3	放喷池下游		

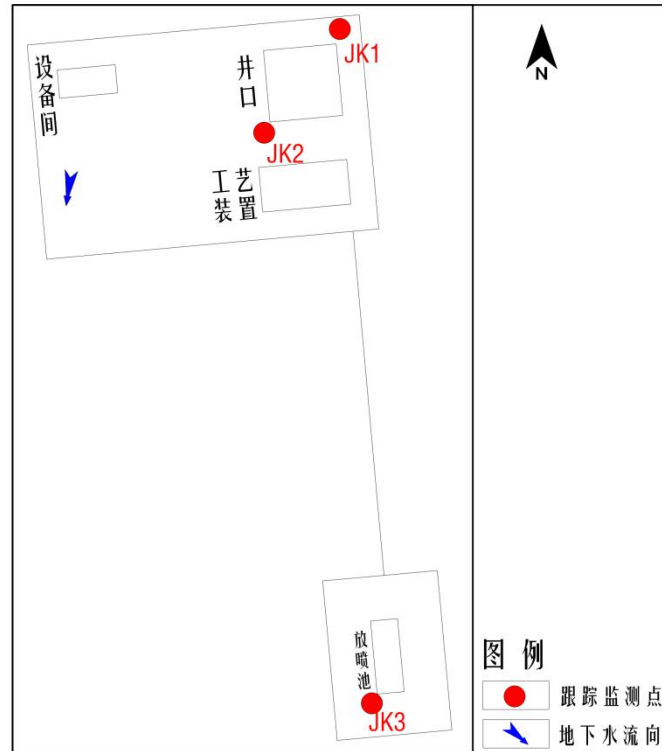


图 5.4-14 地下水监控布点图

①监测频率：背景对照井每年 1 次，污染扩散监测井每半年 1 次。

监测项目为：pH、总硬度（以 CaCO_3 计）、溶解性总固体、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氟化物、硫化物、石油类共 14 项。

②监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目区所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（6）应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其他应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施；

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.5 地下水评价结论

项目施工期和运营期正常状况采取污染防治措施后，对地下水环境影响较小；非正常状况下，在搜集当地水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的情景，非正常工况：①施工期气井发生井喷事故，钻井废水泄漏，情景模拟和预测对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响；②运营期集气管线泄漏情景模拟和预测对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响。针对可能出现的事故情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

本项目集输管线均埋设在地下，集输过程不会对周围声环境产生影响，产噪设备主要为井场内采气树。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 项目主要噪声源强表（室外）

序号	声源名称	型号	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声功率级/dB(A)		
1	采气树	--	500	500	3	85/1	基础减震	昼间/夜间

注，以井口集气树为坐标（500,500）点。

5.5.2 预测因子、方位

（1）预测因子：等效连续 A 声级

（2）预测方位：厂界外 1m

5.5.3 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级 (从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带), 预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按式计算:

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中: $L_p(r)$ ——距离声源 r 处的倍频带声压级, dB;

L_w ——倍频带声功率级, dB;

D_c ——指向性校正, dB;

A ——倍频带衰减, dB;

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 计算总声压级

① 计算各室外噪声源对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right) \right]$$

② 预测点的噪声预测值

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}})$$

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) 噪声预测点位

预测四周厂界噪声值, 并给出厂界噪声最大值的位置。

5.5.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 噪声预测结果

单位：dB(A)

序号	预测点名称	运营期井场周界贡献值
1	东厂界	46
2	南厂界	40
3	西厂界	40
4	北厂界	37

根据预测结果，项目各井场噪声源对场界的噪声贡献值为 37~46dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

建设项目声环境影响评价自查表见表 5.5-3。

表 5.5-3 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
与范围	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 ☒					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☒
	评价结论	环境影响 可行 ☒ 不可行 ☐					
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。							

5.6 运营期固体废物环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥和清管废渣、废防渗材料。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），落地油泥、清管废渣、含油废物（HW08）属于危险废物，分类收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

本项目建成运行后，油气田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求对含油废物进行收集。

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

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

b.危险废物类别：按危险废物种类选择；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

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

本项目产生的危险废物按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物分类收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（2）危险废物运输过程影响分析

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

危废外运时，公司应当向生态环境局提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接收单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发

的危险货物运输资质。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号，编号由十四位阿拉伯数字组成。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动结束后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

5.7 运营期生态环境影响分析

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（2）生态系统完整性影响评价

本工程的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

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

（3）景观影响分析

区域经过气田开发，已经形成了采掘工业、自然景观交替的景观。本工程井场设施及永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

项目建设完成后，井场和集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响，因而项目油气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

（4）小结

综合上述分析可知,在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下,项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响,项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施,可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失,使项目区域的水土流失得到有效控制,遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

表 5.7-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ; 国家公园 ☐ ; 自然保护区 ☐ ; 自然公园 ☐ ; 世界自然遗产 ☐ ; 生态保护红线 ☐ ; 重要生境 ☐ ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ; 其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ; 施工活动干扰 ☒ ; 改变环境条件 ☐ ; 其他 ☐
	评价因子	物种 ☒ (分布范围、种群结构); 生境 ☐ ; 生物群落 ☒ (物种组成); 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 自然景观 ☐ ; 自然遗迹 ☐ ; 其他 ☐
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (2.703) km ² ; 水域面积: (0) km ²
生态现状 调查与 评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☒ ; 其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☒ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ ; 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☐ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐
生态影响 预测与 评价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☐
生态保护 对策措施	对策措施	避让 ☒ ; 减缓 ☒ ; 生态恢复 ☒ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☐ ; 环境影响后评价 ☒ ; 其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可行 ☐

注: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。

5.8 运营期土壤环境影响分析

5.8.1 环境影响识别

5.8.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为石油和天然气开采专用及辅助性活动，属污染影响型。本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，土壤环境影响评价类别为Ⅱ类。

5.8.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。运营期外排废气中主要为非甲烷总烃，不涉及重金属排放；运营期无废水外排，不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下管线破裂会造成凝析油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。但泄漏事故工况下管线破裂会造成凝析油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.8-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 5.8-1 可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.8.1.3 影响源及影响因子

本项目集输管线输送介质为天然气和凝析油，管线连接处破裂时，凝析油（石油烃）会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.8-2 土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故状况

5.8.2 土地利用类型调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本次评价的土壤现状调查范围为井场及管线两侧外 50m 范围。

（2）敏感目标

本工程井场外扩 50m 范围无土壤保护目标，管线两侧 50m 范围内无土壤保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，本工程永久占地、临时占地为裸地，本工程占地范围暂无规划。

②土地利用历史

根据调查，本项目井场部署和管线敷设之前现状为裸地，局部区域已受到气田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

本项目占地范围暂无土地利用规划。

（4）土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源，二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为石膏棕漠土、淡棕钙土。

5.8.3 土壤环境影响评价

本项目运行期为油气开采、集输时段。预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.8.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生凝析油渗漏进入土壤。

5.8.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

非正常状况下，项目采气树法兰连接处等可视场所发生泄漏，建设单位可以及时采取修复措施，不能任由凝析油泄漏漫流入土壤，不存在随意漫流的情况。因此，只有当管线等非可视部位发生破损，才有可能造成污染物持续渗入土壤。

非正常状况下，施工期井喷事故造成钻井废水喷出，凝析油以面源形式泄漏；运营期集气管线出现破损，凝析油以点源形式泄漏。在非正常工况下如果无人工立即回收，则其一部分烃组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达地下水含水层。

为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在站场边缘选择

存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.8-3。

表 5.8-3 石油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度 (cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，因此发生施工期井喷事故、运营期集气管线破损事故后，石油烃污染物很难扩散至较大范围，在发现泄漏后，及时采取应急处置措施后，对周边土壤环境影响可接受。

5.8.4 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

（2）过程防控措施

根据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)防渗要求，施工期和运营期防渗措施参照地下水分区防渗措施。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

5.8.5 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对采气树管线接口处可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个监测点，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.8.6 结论与建议

本工程各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.8-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				--
	土地利用类型	建设用地 ☐ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☒				--
	占地规模	0.1867hm ² (永久占地)				小型
	敏感目标信息	站场边界外扩 50m 范围、管线两侧外扩 200m 范围				--
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				--
	全部污染物	石油烃				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☐ ; II 类 ☒ ; III 类 ☐ ; IV 类 ☐				--
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒				--
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 ☒				--
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	3	0	(0-0.2m)	
	现状监测因子	(GB36600-2018) 45 项基本项目、pH 值、阳离子交换量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				--
现状评价	评价因子	(GB36600-2018) 45 项基本项目、pH 值、阳离子交换量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				--
	评价标准	GB15618 ☐ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				--
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB3660				--
影响预测	预测因子	--				--
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 ☒				--
	预测分析内容	影响范围 (/) 影响程度 (无影响)				--
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				--
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	--
		1	石油烃		1 次/5 年	
	信息公开指标	--				
评价结论		可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐				--
注1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。						
注2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

5.9 运营期环境风险评价

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（国家环保部环发〔2012〕77号）及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据，力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.9.1 风险调查与识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.9.1.1 物质风险识别

本项目涉及的风险物质主要为天然气（主要为甲烷、乙烷）、凝析油和危险废物，危险物质危险性见下表。

表 5.9-1 危险物质危险性一览表

序号	危险物质名称		理化性质	分布
1	天然气	甲烷	外观与性状：无色无臭气体；溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚；熔点（℃）：-182.5；沸点（℃）：161.5；相对密度：（水=1）0.42 相对蒸气密度：（空气=1）0.55；爆炸下限（%）：1.5，爆炸上限（%）：5.3，闪点（℃）：-188	单井集输管线和井场
		乙烷	外观与性状：无色无臭气体 溶解性：不溶于水，溶于乙醇、乙醚、丙酮、苯；熔点（℃）：-183~-172；沸点（℃）：-88.6；相对密度：（水=1）0.45；相对蒸气密度：（空气=1）1.05；爆炸下限（%）：3.0，爆炸上限（%）：12.5，闪点（℃）：-135	
2	凝析油		稠厚性油状液体；沸点 120-200℃，闪点<28℃	
3	危险废物 （落地油泥、清管废渣、含油废物）		--	井场内

5.9.1.2 生产系统危险性识别

(1) 生产系统危险性识别范围

生产系统危险性识别,包括主要生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施,以及环境保护设施等。

(2) 生产设施及生产过程主要危险部位分析

根据工艺流程和项目特点,项目主要危险部位为井场和集输管线等。

(3) 伴生、次生事故分析

工程应严格按照《油气集输设计规范》(GB50350)、《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2012)进行总图布置和消防设计,一旦某一危险源发生爆炸、火灾和泄漏,均能在本区域得到控制,避免发生事故连锁反应。

(4) 运输事故

危险物料在运输时,存在由于发生交通事故而引发的物料泄漏、发生火灾和爆炸等事故。危险物料的运输全部委托有资质的单位运输。

5.9.1.3 危险物质向环境转移的途径识别

本项目毒害物质扩散途径主要有如下几个方面:

大气扩散:有毒有害物质泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境,或者易燃易爆物质泄漏发生火灾爆炸事故时伴生污染物进入大气环境,通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

水环境扩散:拟建项目易燃易爆物质发生火灾事故时产生的消防废水或者泄漏的凝析油未能得到有效收集而进入地表水体,对地表水环境造成影响。

地下水环境扩散:本项目凝析油、危险物质泄漏,通过地面下渗至地下含水层并向下游运移,对下游地下水环境敏感目标造成风险事故。

危险物质向环境转移的途径识别见表5.9-2、图5.9-1。

表5.9-2 项目环境风险及环境影响途径识别表

序号	风险单元	风险源	作业特点	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井场、管线	采气树、管线	常温常压	凝析油 天然气	管道泄漏,法兰连接处泄漏;遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放	大气、地面下渗	居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公

5.9.2 环境风险潜势初判

(1) Q值确定

由第2.4.6章节可知，项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 $Q < 1$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中相关规定，本项目环境风险潜势为I。

（2）评价等级及评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表5.9-3。

表5.9-3 环境风险评价工作等级划分依据表

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

由上表可知，项目环境风险评价等级为简单分析，无须设置评价范围。

（3）环境敏感目标概况

经调查，项目周围主要环境风险敏感目标分布情况见表5.9-4。

表5.9-4 项目周围主要环境风险敏感目标分布

环境敏感特征					
环境 空气	井场边界外延500m 范围内；管线边界外延200m 范围内				
	敏感目标名称	相对方位	距离（m）	属性	人口数
	井场边界外延500m 范围内和管线边界外延200m 范围内无居民				
	井场边界外延500m 范围内和管线边界外延200m 范围人口数小计				0
地表水	受纳水体				
	受纳水体名称	排水点水域环境功能		24小时内流经范围	
	废水不外排				
	内陆水体排放点下游10km 范围内敏感目标				
	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	废水不外排				
地下水	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与项目厂界距离/m
	阿热恰特水井	较敏感	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017） Ⅲ类标准，保持水质不恶化	D1	6890
	调查评价范围内潜水含水层				/

5.9.3 环境风险分析

5.9.3.1 大气环境风险分析

天然气泄漏进入大气引起人员中毒事故；天然气和凝析油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是 H_2O 和 CO_2 ，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的 CO ，引发周围人员 CO 中毒事件（次生灾害），但 CO 产生量较少、扩散较快，所以项目实施后对周围环境的影响是可以接受的。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天能得以控制。

5.9.3.2 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成采出物泄漏主要集中在集输管线区域范围，由于输送的介质天然气密度比空气小，且在水中溶解率很低，在事故状态下，即一旦输气管线发生破裂，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。

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

5.9.3.3 地下水、土壤环境风险分析

本工程建成投产后，正常状态下凝析油依托大北天然气处理厂处理；项目集输管道内含有一定压力，在非正常工况下，如管道发生破损，压力下降，控制中心可快速发现异常并进行关井，及时采取修复措施，即使有物料或污水等泄漏，建设单位及时采取措施，不会任由物料或污水漫流渗漏，任其渗入土壤、地下水。本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成采出物泄漏。因此在事故下造成泄漏对区域地下水、土壤造成污染的环境风险可接受。

5.9.4 环境风险防范措施

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

5.9.4.1 管道事故风险预防措施

（1）工艺设计和设备选择

设计选用质量可靠的管材和关键工艺设备，保证管道的运行安全。

管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

山前冲积扇及戈壁地段，雨季洪水突发性强、沟床下切严重，容易对管线造成冲刷破坏。为了防止水力下切，避免管线暴露为主，采用地下防冲墙、浆、干砌石结构的护坦治理切沟。另外，依据沟岸的稳定性，还考虑采用护岸措施。

管线沿途所经过盐渍土段，由于盐渍土地段具有遇水溶陷、盐胀和腐蚀等特性，对管底地基土结构的破坏力极大，严重时会造成管线的暗悬。因此，在盐渍土段，管沟回填应以非盐渍土类的粗颗粒土（如砂土）作为细土回填，以隔断有害毛细水的上升。另外，在管沟顶部应铺设一层厚度不小于30cm的夯实灰土层，以隔绝地表水的下渗。

（2）施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

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

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（3）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查

管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.9.4.2井场事故风险预防措施

（1）管理措施

①在生产设施投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法;按计划进行定期维护;有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

⑦定期对井场进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，消除爆管的隐患。

⑧利用监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

（2）油气泄漏事故防范措施

①加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

②强化管道安全保护的宣传教育，增强沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

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

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

⑤在输气管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修;为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划地维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专

业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

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

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

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

⑨定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。治理输气管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的概率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

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

5.9.4.3 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

5.9.4.4 环境风险应急处置措施

(1) 泄漏事故应急措施

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

① 按顺序关井

在管道发生断裂、泄漏事故时, 按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修, 做好环境污染防范工作, 把损失控制在最小范围内。

② 回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制, 会流向低洼地带, 应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤, 汇集在低洼坑中的地表油, 用车及时进行收集, 将严重污染的土壤集中收集, 由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(2) 火灾事故应急措施

① 发生火灾时, 事故现场工作人员立即通知断电, 油气田停产, 并拉响警报。启动突发环境事件应急预案, 同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

② 安全保障组设置警戒区域, 撤离事故区域全部人员, 封锁通往现场的各个路口, 禁止无关人员和车辆进入, 防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③ 根据风险评价结果, 如发生火灾, 附近工作人员应紧急撤离至安全地带, 防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④ 当火灾事故得到有效控制, 在确保人员安全的情况下, 及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3) 管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验, 现场巡检过程中发现压力表压力不正常后, 通过检测判定管线是否发生泄漏, 针对管线刺漏事件, 采取以下措施:

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

5.9.5 环境风险应急预案

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

5.9.6 风险评价结论

（1）项目危险因素

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

（2）环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内无敏感目标存在。本工程实施后的环境风险主要为天然气泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气；另外，采出物可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入博大油气开发部现有突发环境事件应急预案，对现有突发环境事件应急预案进行必要完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

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

本项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.9-5。

表 5.9-5 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防范措施	台（套）	投资(万元)	效果
1	甲烷监测、报警仪	风险防范设施 数量按照消防、安全等相关要求设置	6	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		8	防止技术管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		6	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		--	20	--

表 5.9-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	大北 1301 井集输工程
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县
地理坐标	详见第三章
主要危险物质及分布	危险物质主要为天然气、凝析油、危废等，存在于集输管线和井场内。
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，本项目天然气集输环节均易接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺较为苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油气泄漏等。
风险防范措施要求	具体见 5.9.4 节。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 7534.53 万元在新疆阿克苏地区拜城县实施“大北 1301 井集输工程”。 项目涉及的危险物质主要为天然气、凝析油和危险废物，根据项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算可知，$Q < 1$。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，该项目的环境风险潜势为I，评价工作等级划分为简单分析。根据调查，评价区域内无环境风险敏感目标。综上所述，在落实本评价所列出的各项风险防范措施和应急措施的前提下，本项目环境风险可降至可防控水平。	

5.10 闭井期环境影响分析

5.10.1 闭井期污染源

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入闭井期。当开发接近尾声时，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，运营期产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

采气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在固井、闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

另外，地面设施清理、覆土、压实等工作还会产生部分废弃管线、废防渗处理、废弃建筑垃圾等固体废物。废防渗材料其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。废弃管线、废弃建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处理。

5.10.2 闭井期生态保护措施

根据《废弃井封井回填技术指南（施行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（施行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集气管线，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

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植被恢复。

6 环境保护措施可行性论证

6.1 大气污染防治措施可行性论证

6.1.1 施工期废气污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

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

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

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

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

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（8）施工单位使用满足《车用柴油》(GB 19147-2016)标准现阶段要求的柴油，定期对备用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。

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

（10）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(11) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(12) 施工场地要满足《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020）年》相关要求，做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输“六个百分之百”。

(13) 管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

以上施工扬尘、电焊烟尘、测试放喷废气、施工机械及运输车辆产生的燃油废气防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期废气污染防治措施

①项目采用密闭集输工艺，容易泄露的关键危险部位采用先进设备和材料，采取加强管理、防止跑冒滴漏措施后，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

②项目定期巡检，确保集输系统安全运行；

③增强对风险事故的防范意识，在不良地段做好工程防护措施。

根据源强核算，项目逸散的无组织废气非甲烷总烃可达标排放，环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期废气污染防治措施

(1) 闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

类比以往同类闭井井场的验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施及其可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

本项目施工期废水主要为生活污水、钻井废水、压裂返排废液和试压废水。

施工人员的生活污水，排入临时生活污水池（采用撬装组合型钢板池），定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

管道试压水选用洁净水为介质，用于场地洒水抑尘，不外排。

钻井废水由不落地系统处理后，液相用于配置钻井液，不外排。

压裂返排废液在各井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

总体看来，施工期废水产生量较小，不外排，措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

运营期不新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，采出水随凝析油一起输送至大北天然气处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，采出水随凝析油一起输送至大北天然气处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。大北天然气处理厂采出水设计处理规模为 $7.081 \times 10^5 \text{m}^3/\text{a}$ ，目前实际处理量为 $6.2 \times 10^5 \text{m}^3/\text{a}$ ，富余处理能力为 $0.881 \times 10^5 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目采出水产生量为 $0.015 \times 10^5 \text{m}^3/\text{a}$ ，依托可行。

（2）井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 $300 \text{m}^3/\text{d}$ （ $109500 \text{m}^3/\text{a}$ ），剩余处理规模为 $119.6 \text{m}^3/\text{d}$ （ $43654 \text{m}^3/\text{a}$ ），本项目井下作业废水的产生量为 $45 \text{m}^3/\text{a}$ ，依托可行。

6.2.3 闭井期水污染防治措施

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

6.3 噪声防治措施及其可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括管线工程，高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

- (1) 合理控制施工作业时间；
- (2) 运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。
- (3) 需要测试放喷时采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，

尽量缩短放喷时间；

根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声源主要包括井场采气树、加热撬产生的噪声。采取的降噪措施如下：

- (1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。
- (2) 对设备采取减振方式，或者选择低噪声型设备。

类比克拉苏气田同类型井场DB103井场界噪声监测数据,监测数据见下表。

表 6.3-1 克拉苏气田井场污染物排放情况汇总一览表

项目	井场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
噪声	DB103 井	昼间	41~55	采用低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
		夜间	39~49			达标

根据噪声预测结果并类比同类型项目，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

- ①选用低噪声机械和车辆。
- ②加强设备检查维修，保证其正常运行。
- ③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固废治理措施及其可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

项目施工期产生固废主要包括：泥浆、钻井岩屑、含油废物以及废烧碱包装袋、施工废料、生活垃圾等。

（1）泥浆、钻井岩屑

在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理。

（2）含油废物及废烧碱包装袋

含油废物包括现场简单维修产生的废矿物油、沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油废物、烧碱的废弃包装袋为危险废物，危险废物代码为 HW08 900-249-08、HW49 900-047-49。含油废物 0.4t/a，桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理；废烧碱包装袋 0.1t/a，在危废暂存间暂存，定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

（3）水泥基础

施工过程中产生的水泥基础收集后运至拜城县产业园区固废填埋场处置。

（4）施工废料

施工废料集中收集后首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置，不外排。

（5）生活垃圾

施工期施工单位集中收集后定期拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

(1) 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），本工程运营期产生落地油泥产生量 0.1t/a、清管废渣产生量 0.002t/a、含油废物产生量 0.25t/a，属于危险废物。本项目产生的危险废物由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

(2) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。本项目含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，因此，本项目危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送拜城县产业园区固废填埋场妥善处理。废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量 0.5t/a，属于危险废物，桶装收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 生态保护措施

针对井场、管线工程生态防护措施：

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

(2) 要求永久性占地 0.1867hm^2 ，临时占地 5.246hm^2 ；电力线施工作业宽度应控制在 8m 以内；集气管线施工作业宽度应控制在 10m 以内。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

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

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 工程征占草地的应先取得当地林草部门同意，方可进行施工作业。

针对永久占地：

(1) 对永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，对规划占地范围外的区域严禁占用，避免破坏自然植被。

(2) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

针对临时占地：

(1) 管线和道路施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(2) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

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

(4) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(5) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

针对野生动植物的生态保护措施：

(1) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

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

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

(4) 施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

针对井场、管线工程生态治理措施：

(1) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(2) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

典型的植被恢复措施见图6.5-1、图6.5-2。

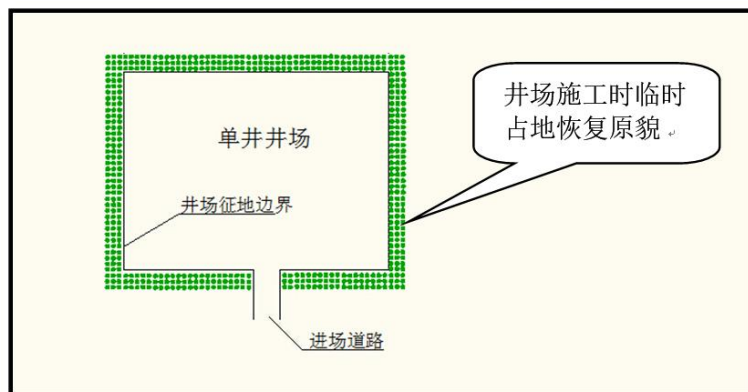


图6.5-1 井场的典型植被恢复措施设计图

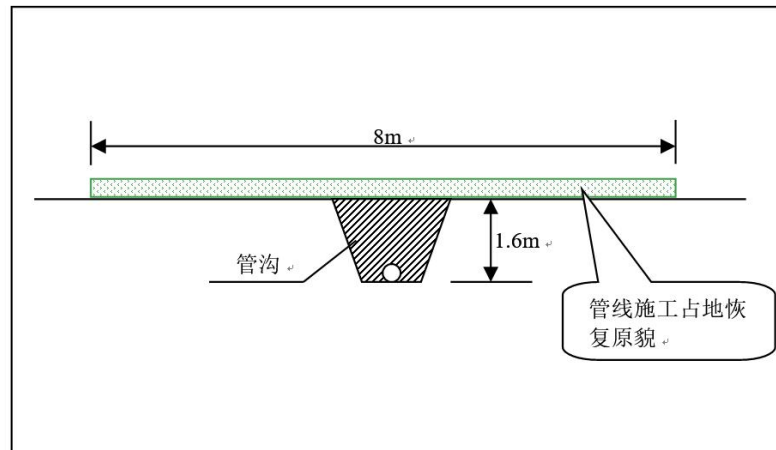


图6.5-2 管线的典型植被恢复措施设计图

针对野生动植物的生态治理措施

注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

其他生态保护措施要求

(1) 在项目施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 项目结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.1.2 水土流失保护措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。油气田开发建设区域为水土流失的防治责任范围。

(1) 防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

(2) 管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

(3) 工程防治措施

①集输管道经过冲沟发育地区，管道需要进行水工保护。管道穿越冲沟(渠)，对岩质构造设混凝土连续覆盖防护。

②管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

④地面建设挖、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惜土。

⑤对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑥施工作业结束后，并将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

(4) 各措施实施进度及管理

水土流失防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.5.1.3 防沙治沙措施

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

6.5.2 营运期生态恢复措施

项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

（1）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

（2）及时做好井场清理平整工作。

（3）井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

随着采气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁

随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集气管线，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

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植被恢复。

6.5.4 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程永久占地全部为裸地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

拟建工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

(1) 对气田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表沙生植被的破坏。

(3) 施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

(4) 施工机械不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

通过采取以上措施，拟建工程井场及井场、管线和电力设施永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物动物影响较小。

6.5.5 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集气管线，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

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植被恢复。

6.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中天然气、油品泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区，是否有泄漏现象发生。

(2) 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，降低管线环境风险事故的发生的概率。

(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) 如果发生集输管道的采出物渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井在管道发生断裂、漏油事故时, 按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修, 做好安全防范工作, 把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏凝析油首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制, 会流向低洼地带, 应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤, 汇集在低洼坑中的地表油, 用车及时进行收集, 将严重污染的土壤集中处理, 交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

3) 挖坑应急因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油, 减轻土壤污染。

①坑撇油: 在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油: 根据凝析油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点, 在漏油点下游的 10m~30m 处, 根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟, 一撇二排, 以加速土壤油浸润体中残油的外泄, 减小事故影响范围。

6.6.2 过程控制措施

根据本工程特点, 从垂直入渗途径, 采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求, 制定跟踪监测计划, 发生事故泄漏时对采气树管线接口处可能影响区域跟踪监测, 在占地范围内设 1 个监测点, 每 5 年监测 1 次。

综上所述, 正常情况下, 本工程的各项工程不会污染土壤环境, 非正常情况下, 采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下, 可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

7 环境影响经济损益分析

7.1 环境影响分析

项目实施后环境影响预测与环境质量现状对比情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单二级标准；《大气污染物综合排放标准详解》；《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D	项目 $P_{\max}=0.628\%$	否
地表水	/	项目无废水外排	否
地下水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表 A.1 参考指标及限值	集输管线采取防腐防渗措施	否
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	贡献值满足质量标准	否

由上表可知，项目对周边环境质量影响较小。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，工程开发对当地工业和经济的发展具有明显地促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了油田的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 经济效益分析

本工程总投资 7534.53 万元，其中环保投资 195 万元，占总投资的 2.6%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

项目环保治理措施及其投资估算详见表 7.3-1。

表 7.3-1 项目环保治理措施及其投资估算一览表

项目	投资内容			投资 (万元)
废气	施工期	施工扬尘	场区洒水抑尘、物料苫盖。	5
		焊接烟尘	无组织排放	
		施工机械和车辆尾气	选择符合排放标准的施工机械, 加强车辆及机械设备维护保养, 减少尾气排放	
		测试放喷废气	控制测试放喷时间	
	运营期	井场无组织废气	本工程采用密闭集输工艺	
	闭井期	施工扬尘	场区洒水抑尘、物料苫盖。	
废水	施工期	试压废水	场地洒水抑尘	/
		钻井废水	钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理, 水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离, 分离后的液相回用于钻井液配制, 不外排。	22
		压裂酸化返排液	在各井场中和后收集罐内暂存, 送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。	3
		生活废水	设置防渗污水收集池, 定期拉运至拜城县污水处理厂处理	3
	运营期	采出水	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	25
		井下作业废水	送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置	
		监测井	设置 2 口地下水监测井	
	闭井期	无废水产生		/
噪声	施工期	施工设备噪声	选用低噪声设备, 合理安排时间, 采取围挡措施。	3
	运营期	井场设备噪声	采用低噪声设备, 加装基础减振, 合理布置高噪声机械设备	
	闭井期	车辆噪声	合理安排作业时间和运输路线	
固体废物	施工期	生活垃圾	集中收集拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理	45
		水基膨润土-聚合物体系泥浆岩屑	采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离, 泥浆进入泥浆罐循环使用, 不外排。钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。	
		水基聚磺体系泥浆岩屑	采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离, 泥浆进入泥浆罐循环使用, 不外排。	

项目	投资内容			投资（万元）
			钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏 钻试修环保站妥善处理	
		油基泥浆钻井岩屑	采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合利用站 进行处理	
		含油废物、烧碱的废弃包装袋	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由库车畅源 生态环保科技有限责任公司处置	
		水泥基础	收集后运至拜城县产业园区固废填埋场处置	
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至拜 城县产业园区固废填埋场进行处理	
		剩余土方	用于管线施工作业带平整，不外运	
	运营期	落地油泥、清管废 渣、废防渗材料	分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。	5
	闭井期	废弃管线、建筑垃圾	收集后拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行 处置。	4
		废防渗材料	收集由库车畅源生态环保科技有限责任公司处 理。	
防渗	施工期	重点防渗区：放喷池池壁和池底、柴油罐区地面、柴油发电机组地面、应急池池壁和池底、岩屑池池壁和池底、钻台地面、泥浆备用罐地面、泥浆罐区地面等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参考《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；一般防渗区：泥浆泵区地面、泥浆料台地面、固井水泥罐区地面等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参考《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）		30
	运营期	重点防渗区：井口地面、放喷池池壁和池底等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参考《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）		5
生态	施工期	生态恢复：严格控制作业带宽度，施工车辆严禁停放在施工场地以外区域，避免对植被的碾压破坏做到土方平衡，减少弃土完钻后井场、生活区、管道施工作业带等临时占地恢复，场地平整，防沙治沙，及时采取植被恢复措施。水土保持：防尘网苫盖，限行彩条旗、洒水抑尘。防沙治沙：植物措施：施工土方用于管沟回填和井场平整，剩余土方用于作业带土地平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行路线和范围		25

项目	投资内容		投资（万元）
	运营期	生态恢复：地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设置应急救援预案		20
合计			195

7.4 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”。从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.4.1 环保措施的环境效益

（1）废气

井口密闭并采用管道密闭输送，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

本项目采出水经大北天然气处理厂采出水处理设施处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置。

（3）噪声

通过采取选用低噪声设备、基础减振等措施，减低了噪声污染。

（4）固体废物

本项目运营期落地油泥、清管废渣、废防渗材料，分别采用分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业中的占地。

本项目各项环保措施落实后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

7.4.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 1867m^2 ，计算得出生态经济损失预计 0.11 万元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.4.3 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些措施的经济效益也很可观。

7.5 小结

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资 195 万元，环境保护投资总投资的 2.6%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

从环境经济损益分析角度分析，项目建设可行。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“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。

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。

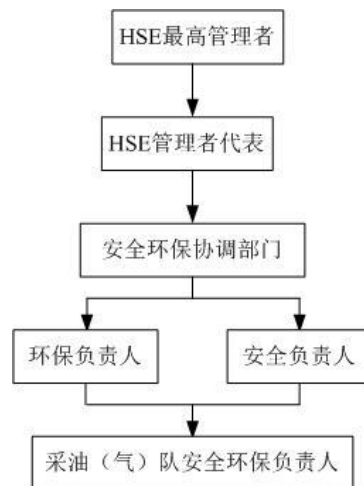


图 8.1-1 塔里木油田分公司环境管理机构设置

塔里木油田分公司在环境管理机构设置为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8.1-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等，公司安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标准的贯

彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行，各单位安全环保负责人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.2 环境管理体系

塔里木油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《塔里木油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

塔里木油田分公司是有几十年发展历史的老油田，在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的 HSE 管理体系。本工程属塔里木油田分公司管辖，在开发建设期、运营期也必须建立和实施 HSE 管理体系，并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油天然气开采、集输等有关标准的要求。

塔里木油田分公司的 HSE 管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分，下面分别就开发建设期和运营期进行论述。

塔里木油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，塔里木油田分公司已逐步形成完整的 HSE 管理体系。2013 年 2 月 18 日，塔里木油田公司第七版 QHSE 管理手册正式发布，标志着油田质量体系与 HSE 体系整合工作进入全面推广实施阶段。

本油气田开发建设工程应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关天然气开采、集输等环境保护的要求。

8.1.2.1 施工期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

本工程施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标。

①各项活动都遵守国家及新疆维吾尔自治区颁布的各种适用的法律法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

②参加施工作业的所有员工首先通过教育、培训，增强环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

③将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

④在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的地貌。

⑤加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

⑥对施工单位 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

(2) 组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制。上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

①项目经理

- 项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；
- 采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；
- 为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；
- 坚持进行监视、记录和审查；
- 负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；
- 任命 HSE 部门经理。

②HSE 部门经理

- 在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；
- 在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

- 批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

③HSE 负责人和 HSE 工程师

- 负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；
- 对施工期间出现的环境问题加以分析；
- 监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；
- 协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训。
- 及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

④全体施工人员

- 每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- 执行 HSE 管理规程、标准；
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

(3) 培训

为增强施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

——学习国家和地方政府有关环境方面的法律法规及建设单位对环境的要求；

——认清环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序，以及符合 HSE 管理体系要求的重要性；

——认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——减少、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和机油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其他污染情况等。

③HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

——所有文件都必须报建设单位审批；

——经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

——所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

——根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

——凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

——文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行。

——所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

——所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其他记录一起交给建设单位，如现场考察报告：法律法规、标准、准则和条款，环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息，事故报告，环境审核结果等。

④检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。

8.1.2.2 运营期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针。

①遵守国家及新疆维吾尔自治区政府颁布的各种适用的法律法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

②项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断增强环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到天然气开采对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

③将 HSE 管理体系作为天然气开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油气田运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

④有效地处理天然气开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

⑤按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

上级主管部门对油气田运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

(2) 组织机构和职责

①组织机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受塔里木油田分公司质量安全环保科的直接领导。

②职责

1) 塔里木油田分公司 HSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；
- 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；
- 采取相应的措施使环境管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；
- 为环境管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；
- 坚持进行监视、记录和审查，负责确定对方案进行审核的需要，定期对

体系进行审核,并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进;

- 组织鉴定和推广环境科研成果。

2) 塔里木油田分公司 HSE 管理

- 在 HSE 事务中代表塔里木油田分公司 HSE 管理委员会行使职权;
- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护,确保有效的 HSE 管理;
- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例,环境方面的法律法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针;

- 组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议;

- 在生产过程中,发现问题,及时向上级主管部门汇报、提出建议,使上级主管部门对 HSE 体系的总体运行状况和重大问题保持了解,并为体系的评审和改进提出依据;

- 组织推广和实施先进的污染治理技术。

3) HSE 兼职管理员和全体人员

- HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性;
- 执行 HSE 管理规程、标准。
- 了解对环境的影响和可能发生的事故;
- 按规章制度操作,发现问题及时向上面汇报。并提出改进意见。

(3) 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力,应对本工程全体管理及工作人员进行上岗培训,考核合格后方可投入工作,培训内容如下:

①提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

——学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律法规,地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定;

——了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标;

——认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程;

——掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法,按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法;

——掌握事故的预防和紧急处理方法。

（4）HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- ①所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；
- ②经批准的文件及时下发给各有关岗位，要求他们按照文件执行；
- ③所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；
- ④根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；
- ⑤凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本。

⑥文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以注明；

⑦所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

⑧所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

- 政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

- HSE 方针；
- 环境危害及有关影响；
- 应急准备和响应信息；
- 会议、培训、检查记录；
- 发现问题的纠正和预防措施；
- 事故报告；
- 环境审核和评审结果。

（5）检查、审核和评审

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，塔里木油田分公司质量安全环保科要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

（6）持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.1.3 施工期的环境管理和监理

为了全面控制和减缓项目造成的环境影响,确保“三同时”制度及环境影响报告有关环保措施的落实,在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。

8.1.3.1 监理实施机构

工程环境监理纳入工程监理体系中,建设单位应委托具有工程监理资质并经过环境保护业务培训的单位承担工程环境监理工作。

8.1.3.2 监理工作内容及要点

环境监理的开展分为 3 个阶段进行,即设计阶段、施工准备阶段、试运行阶段。

(1) 设计阶段

设计阶段监理的工作内容包括收集环境保护相关文件(环评报告、环评批复等),并以此为基础,对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注工程变化情况、项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况,以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选址、设计方案及环保设施的设计内容等。

(2) 施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段,分别为是施工准备阶段和施工阶段。

①施工准备阶段

参加项目设计交底,了解项目设计要点及设计变更情况;对施工组织设计(方案)中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核;组织召开首次环境监理工地会议,建立沟通网络和工作关系,明确施工期环境监理的关注点与监理要求;结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

②施工阶段

收集相关施工资料,一般包括施工组织设计(方案)、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、拟建工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

(3) 试运行阶段

收集相关试运行资料,一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况,环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作,编制试运行阶段环境监理工作

报告和环境监理工作总结报告，督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

表 8.1-1 现场环境监理工作计划

场地	监督内容	监理要求
井场建设现场	1) 井位选址布设是否满足环评要求； 2) 各井场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4) 井场硬化是否达到要求； 5) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 施工季节是否合适； 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.2 污染物排放管理要求

8.2.1 排污许可制度衔接

本项目应严格按照国家排污许可证改革的要求，推进污染源“一证式”管理工作，并作为建设单位在生产运营期接受环境监管和环境保护部门实施监管的主要法律文书，单位依法申领排污许可证，按证排污，自证守法。环境保护部门基于企事业单位守法承诺，依法发放排污许可证，依证强化事中事后监管，对违法排污行为实施严厉打击。

根据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号），建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

环境影响报告书后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。为此，下阶段应将项目建设内容、产品方案、建设规模，采用的工艺流程、工艺技术方案，污染预防和清洁生产措施，环保设施和治理措施，各类污染物排放总量，自主监测要求，环境安全防范措施，环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证，具体内容详见报告书各章节。企业在设计，建设和运营过程中，需按照许可证管理要求进行检测和申报，自证守法；许可证内容发生变更应进行申报，重大变更应重新环评和申请许可证变更。环保管理部门对许可证内容进行定期和不定期的监督核查。

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目属于“7 石油和天然气开采”中的“0721 陆地天然气开采”。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，属于“三、石油和天然气开采业 4.天然气开采 072—其他”，实施登记管理的行业。建设单位可参照《关于发布排污许可证承诺书样本、排污许可证申请表和排污许可证格式的通知》（环规财〔2018〕80 号）、《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》《2020 年纳入排污许可管理的行业和管理类别表》《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）等排污许可证相关管理要求执行排污许可证，在规定时限内申请变更排污许可证回执。

8.2.2 污染物排放清单

8.2.2.1 环保信息公示

（1）公开内容

①基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

负责人：沈复孝

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：部署 1 口气井，设计井深 5742m，目的层为白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组（未穿）；新建大北 1301 井至 DB902 阀室管道 3.34km；配套自动控制、通信、供配电、给排水等辅助系统工程。项目建成后，新增产气规模 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产油规模 0.57t/d。

本项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃；

废水：井下作业废水。

噪声：设备噪声。

固废：落地油泥、清管废渣、含油废物。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 8.2-1。

(2) 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律法规另有规定的，从其规定。

8.2.2.2 环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.2.2.3 污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 8.2-1 至表 8.2-4。

表8.2-1 项目运营期废气污染物排放清单

编号	污染源	污染物	污染物产生			处理措施		污染物排放		排放量 t/a	排放 时间 h/a
			核算方 法	废气 量 m³/h	产生 速率 kg/h	工艺	效率%	核算方 法	排放速率 kg/h		
无组织	大北1301井场	非甲烷总烃	系数法	--	--	采取设备密闭，加强操作管理	--	系数法	0.006	0.053	8760

表8.2-2 项目运营期废水污染物排放清单

类别	污染因子	处理措施	排放去向
井下作业废水	石油类、SS、COD	送克拉苏钻试修废弃物环保处理站	不外排

表8.2-3 项目运营期噪声污染物排放清单

装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声贡献值		持续 时间 /h
			核算方 法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方 法	噪声值 dB (A)	
井场	采气树	频发	类比法	85	基础减振	降低20dB (A)	类比法	37~ 46	8760

表 8.2-4 项目运营期危险废物产排污统计表

危险废物名称	类别	代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
落地油泥	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	071-001-08	0.1	阀门、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	分类收集,交由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理
清管废渣			0.002	定期清管					
含油废物		900-249-08	0.5	井下作业		油类	油类		

8.3 环境监测计划

8.3.1 监测目的及机构

环境监测是企业环境管理的重要组成部分,既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律,正确评价环保设施净化效率,制定控制和治理污染方案的有效依据,也是建立健全环保监测制度与计划,预防环境污染,强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。

(1) 对生产期的污染源及环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担。

(2) 常规项目环境监测可由塔里木油田下属环保监测站进行,但从事监测工作人员必须经过专业培训,持证上岗。

(3) 建立健全污染源监控和环境监测技术档案,掌握三废排放变化状况,强化作业区环境管理,并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

8.3.2 监测人员职责

根据国家颁布的环境质量标准和污染物排放标准,参与制定监测工作计划。完成预定的监测计划。填写监测记录和编制监测报告并及时报告给环境管理人员。应定期参加技术培训,参加主管部门的技术考核。

8.3.3 监测计划

(1) 污染源监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征,依据《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工

业》（HJ1248-2022）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划和工作方案。本项目污染源监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 污染源监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频次
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	下风向场界外 10m 范围内	每年一次

注：根据《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）5.3.3，采油气井场、配气站、集气站（输气站）、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站（回注站）、脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测；周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站，可不开展厂界环境噪声监测。

（2）环境质量现状监测计划

本项目环境质量现状监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2 环境质量监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	pH、总硬度（以 CaCO_3 计）、溶解性总固体、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氟化物、硫化物、石油类	井场上游空白地	1 次/年
		井口下游	1 次/半年
		放喷池下游	
土壤环境	石油烃	单井采气树管线接口处	每 5 年 1 次
生态环境	植物措施生长情况	井场周边及管线沿线	每季度 1 次

（3）应急监测

本项目应急监测见表 8.3-3。

表 8.3-3 项目应急监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	pH、总硬度（以 CaCO_3 计）、溶解性总固体、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氟化物、硫化物、石油类	井场上游空白地	事故发生时
		井口下游	
		放喷池下游	
土壤	石油烃	单井采气树管线接口处、管线破裂处	事故发生时

（4）环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量、环保设施运行情况等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.4 环境保护“三同时”验收

根据建设项目环境管理办法，污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后，应对环境保护设施进行验收。拟建项目竣工环保“三同时”验收一览表见表 8.4-1。

表 8.4-1 建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖，无组织排放	《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
	焊接烟尘	颗粒物	无组织排放	
	施工机械和车辆尾	颗粒物、NO _x 、SO ₂	使用合格燃料，无组织排放	
	测试放喷废气	颗粒物 非甲烷总烃	控制测试放喷时间	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
废水	生活污水	COD、氨氮、SS	施工营地设置防渗污水收集池（撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。	不外排
	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	临时罐收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。	不外排
	压裂酸化返排液	COD、SS、石油类	在井场中和后在压裂液收集罐内暂存，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。	不外排
	管道试压废水	SS	由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。	不外排
噪声	施工机械噪声、交通噪声	噪声	加强施工管理。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应的标准值
固废	井场开挖、集输管线铺设	弃土方	施工作业场地平整，无弃土外运。	不外排
	钻井	泥浆岩屑	在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。	不外排

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
			泥浆一般在储罐内，储罐为金属材质，完井后及时处置，并恢复地貌。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合利用站进行处理。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合利用站处理进行处理。	
	钻井	含油废物和废烧碱包装袋	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由库车畅源环保科技有限公司处置	不外排
	站场建设、管线敷设	施工废料、水泥基础	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置。	不外排
	施工人员	生活垃圾	收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。	不外排
生态	施工作业	--	施工营地：严格控制临时占地，尽量避免让植被较多的区域。 管线：严格控制施工作业带开挖面积，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于临时占地表层。	临时占地恢复原貌
运营期				
废气	井场、阀组无组织逸散	非甲烷总烃	本工程采用密闭集输工艺，井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门的检修和维护	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
废水	采出水	石油类、SS	送大北天然气处理厂采出水处理设施处理，处理达标后回注	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
				法》(SY/T5329-2022)
	井下作业废水	石油类、SS、COD	送克拉苏钻试修废弃物环保处理站	不外排
噪声	采气树	噪声	选择低噪声设备，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准
固废	落地油泥、清管废渣、含油废物		分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理	妥善处理，不外排
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等相关要求设置			
	纳入博大油气开发部突发环境事件应急预案中			
防渗	重点防渗区	井口、放喷池	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参考《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)	根据《石油化工工程防渗技术规范》 (GB/T50934-2013)和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)
	简单防渗区	工艺装置地面、设备间地面等非污染区域	一般地面硬化	
闭井期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准
固废	废弃管线，废弃建筑垃圾	废弃管线，废弃建筑垃圾	收集后送拜城县产业园区固废填埋场妥善处理	妥善处置，不外排
	废防渗材料	废防渗材料	交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理	妥善处置，不外排
生态	生态恢复	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	恢复原貌

8.5 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环

办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）中的相关要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，应定期开展环境影响后评价工作，重点关注工程建设的水环境、生态环境影响，及时补充、完善相关环保措施。

9 环境影响评价结论

9.1 结论

9.1.1 项目概况

（1）项目概况

项目名称：大北 1301 井集输工程

建设性质：改扩建

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设地点：新疆阿克苏地区拜城县境内

项目投资：项目总投资 7534.53 万元，其中环保投资 195 万元，占总投资的 2.6%。

建设内容：部署 1 口气井，设计井深 5742m，目的层为白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组（未穿）；新建大北 1301 至 DB902 阀室管道 3.34km；配套自动控制、通信、供配电、给排水等辅助系统工程。项目建成后，新增产气规模 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产油规模 0.57t/d。

劳动定员及工作制度：本项目不新增劳动定员，工作制度生产系统年工作 8760h，年生产 365 天。

9.1.2 产业政策符合性

项目对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订），属于目录中第七类“石油、天然气”中第一条“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目。项目结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，因此本项目符合国家和地方当前产业政策要求。

9.1.3 环境质量现状评价

（1）环境空气：根据《2022 年阿克苏地区各县（市）环境空气质量状况公示》中相关信息，项目所在区域拜城县为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ ，其超标原因与当地气候干燥、风沙较大、易产生扬尘有密切关系。监测期间监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求，区域环境空气质量较好。

(2) 地下水：分析水质监测结果可知，项目所在区域潜水水质因子均满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）III 类标准，石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

(3) 声环境：现状监测表明，各监测点声级值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》2 类标准。总体看，评价区内的声环境质量较好。

(4) 土壤环境：项目区域土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 筛选值第二类用地标准要求，区域土壤环境质量良好。

(5) 生态环境现状：根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。气田地处于拜城盆地，地势呈西北高，东南低，海拔在 2900~1800m 之间，地貌从山前丘陵、山前冲洪积倾斜平原，过渡到冲积平原，地形略有起伏。气田范围大部分土地利用类型为低覆盖度草地和戈壁，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。目前人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。

9.1.4 环境影响分析

9.1.4.1 环境空气影响分析

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和闭井期。

施工期主要是施工扬尘、电焊烟尘、机械及车辆尾气、测试放喷废气、储罐呼吸废气对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运营期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃对大气环境造成的影响，集输工艺全过程密闭，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏，经估算，本项目对周边环境的影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

闭井期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。采取以上措施后，闭井期对大气环境影响可接受。

9.1.4.2 地表水环境影响分析

项目闭井期不产生废水。项目废水主要为施工期的试压废水、钻井废水、压裂返排废液及生活污水。试压废水用于场地洒水抑尘，不外排；钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，水基泥浆废弃物分别采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；压裂酸化返排液在各井场中和后收集罐内暂存，送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；施工期施工人员的生活污水，设置防渗污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，采出水随凝析油一起输送至大北天然气污水处理厂处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

综上，本项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

9.1.4.3 地下水环境影响分析

项目施工期和运营期正常状况采取污染防治措施后，对地下水环境影响较小；非正常状况下，在搜集当地水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的情景，非正常工况：①施工期气井发生井喷事故，钻井废水泄漏，情景模拟和预测对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响；②运营期集气管线泄漏情景模拟和预测对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响。针对可能出现的事故情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

9.1.4.4 声环境影响分析

本项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运营期噪声主要来自采气树等，通过基础减振等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不造成扰民现象。

闭井期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境的影响可接受。

9.1.4.5 固体废物环境影响分析

项目施工期固废主要为弃土方、泥浆岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、水泥基础、施工废料、生活垃圾等。开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整，不外运；

在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆、油基泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，收集后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理；钻井阶段结束后水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；油基泥浆交由巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液资源综合回收利用站处理进行处理；含油废物桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理；废烧碱包装袋在危废暂存间暂存，定期由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理；水泥基础、施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至拜城县产业园区固废填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。

项目运营期固废主要为落地油泥和清管废渣、废防渗材料等，分类收集，交由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理。

闭井期固废产生的地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑垃圾、废弃管线，通过采取集中收集，收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置妥善处置；废防渗材料交由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理，不外排。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.4.6 生态环境影响分析

工程井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，井场主要体现在土地利用、水土流失及运营期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运营期对生态影响较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地

的生态环境功能区，对生态环境的影响较小，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.1.4.7 环境风险评价

该项工程采取的环境风险措施及制定的预案切实可行。在严格落实风险防范措施、应急预案后，环境风险达到可接受水平，项目环境风险是可防控的。

9.1.5 总量控制

运营期总量控制指标为 NO_x : 0t/a, VOCs : 0.053t/a, COD : 0t/a, $\text{NH}_3\text{-N}$: 0t/a。

本次上报“大北 1301 井集输工程”产生的排放量为 VOCs 0.053t/a，可以从中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买联合站“泄漏检测与修复”（LDAR）体系建设项目中进行削减，因此本次拟建工程占用其中的减排量即可，不再申请总量控制指标。

9.1.6 选址合理性分析结论

项目井场、敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。从环保角度分析，本项目选址可行。

9.2 要求与建议

9.2.1 要求

（1）建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线，并征得当地环保、规划等部门同意，对于穿跨公路等必须征得有关管理部门的同意。

（2）切实做好井场防渗，防止污染土壤和地下水环境。

（3）建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。

（4）要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据油气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

（5）项目正式投产或运营后，应定期开展环境影响后评价工作。

9.2.2 建议

（1）建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

（2）加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

(3) 建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。