中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

克拉 2 气田开发调整方案地面工程

环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2021 年 9 月

目　　录

.1.概述.....1
1.1 项目特点.....1
1.2 环境影响评价过程.....3
1.3 分析判定相关情况.....6
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....7
1.5 环境影响评价主要结论.....7
2.总则.....9
2.1 评价目的与原则.....9
2.2 编制依据.....10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....14
2.4 环境功能区划.....16
2.5 评价因子和评价标准.....16
2.6 评价工作等级和评价范围.....20
2.7 评价时段与评价重点.....27
2.8 控制污染与环境保护目标.....27
2.9 评价方法.....28
3.建设项目工程分析.....29
3.1 环境影响评价及建设历程回顾.....29
3.2 工程概况.....36
3.3 工程分析.....82
3.4 清洁生产分析.....110
3.5 污染物总量控制分析.....119
3.6 相关法规、政策符合性分析.....121
3.7 相关规划符合性分析.....127
3.8“三线一单”符合性分析.....131
4.环境现状调查与评价.....135
4.2 环境质量现状调查与评价.....141
5 环境影响预测与评价.....170
5.1 施工期环境影响分析.....170
5.2 营运期环境影响评价.....189
5.3 闭井期环境影响分析.....236
6 环境保护措施及其可行性论证.....238
6.1 环境空气保护措施可行性论证.....238
6.2 废水治理措施可行性论证.....240
6.3 噪声防治措施可行性论证.....242
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....243
6.5 生态保护措施可行性论证.....245
6.6 闭井期环境保护措施.....249
6.7 工程选线合理性分析.....250

7.环境影响经济损益分析.....251
7.1 项目的社会效益和经济效益.....251
7.2 环保投资估算.....252
7.3 环保措施效益分析.....253
7.4 环境经济损益分析结论.....253
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系.....255
8.1 环境管理.....255
8.2 企业环境信息公开.....258
8.3 污染物排放清单.....260
8.4 环境及污染源监测.....261
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....263
9.结论与建议.....265
9.1 工程概况.....265
9.2 环境质量现状评价结论.....265
9.3 环境影响评价结论.....266
9.4 其他评价结论.....268
9.5 公众参与结论.....269
9.6 综合评价结论.....269
9.7 建议.....269
附件.....270

1.概述

1.1 项目特点

克深、克拉气田区包括克拉 2、克深 2、克深 8、克深 9、克深 6 等 15 个区块。克拉 2 气田作为西气东输的主力气源，于 2001 年上交探明地质储量 2840.29 亿方，可采储量 2130.22 亿方。

克拉 2 气田于 2001 年至 2003 年编制了开发方案，采用一套井网衰竭式开发，总井数 18 口（新钻井 14 口、利用老井 4 口），单井产能 160－420 万方/天，气田无水采气期 10 年，稳产期 17 年。年产气规模 107 亿方，采收率 85%。2005 年－2009 年属上产阶段，天然气产量从 46 亿方逐渐上升至 107.6 亿方/年。2010 年－2024 年属稳产阶段，天然气产量维持在 107.6 亿方/年，最大日生产量为 3600 万方/天，平均日外输气量为 3000 万方/天。2025 年－2034 年为气田后期增压阶段，井口定压（4.0MPa）生产，天然气产量从 46 亿方/年递减至 6.5 亿方/年，即从 1400 万方/天递减至 200 万方/天。2004 年方案实施后，初期达到方案设计产能，产能相对稳定，初期实现了稀井高产，但 2008 年后受西南翼见水影响，产量被迫下调。

随着气田的持续开发，克拉 2 气田地质储量从 2840 亿方减少到 2369 亿方，减少近 20%。气藏水体活跃程度上升，气藏非均匀水侵问题更加突出。为维持强水驱气藏的采气速度和较高的采收率。预测从 2021 年开始，克拉 2 气田受见水影响，损失的产能逐年增多，从 2021 年损失 100 万方/天，到 2025 年损失 685 万方/天的日产能力，气田实际的产能与合理的产能规模不匹配，仅规模下降这一因素影响采收率 2%，要损失 50 亿方累产。

气田在开发过程中，气田生产井面临见水提前、水侵加剧的难题，影响气田稳产、增产及可持续发展。为实现塔里木油田“十四五”规划的 3800 万吨的目标，满足克深、克拉区块稳产、增产的需求，自 2019 年克深、克拉区块开展排水采气和带水生产等措施，造成区块内采出水水量大幅增加。

依据《库车山前气田水回注方案-指标预测》克深克拉区块气田采出水指标预测，克深克拉所辖各生产区块未来 10 年内（2021 至 2030 年）最大预测

产水量为 6432.60m³/d。其中克深区块采出水最大预测产水量为 4460.73m³/d，克拉区块采出水最大预测产水量为 1971.87m³/d。

克深区块克深天然气处理站于 2015 年 8 月建成投产，站内采出水处理系统采用“大罐混凝沉降工艺”，处理后的采出水转输至站外生产污水蒸发池进行蒸发处理。2018 年对站内采出水处理系统改造，改造后系统采用“絮凝沉降+气浮+吸附+过滤”处理工艺，设计规模为 500m³/d，处理合格后采出水进入注水罐中，前期转输至站外生产污水蒸发池进行蒸发处理，后期通过注水系统回注地层。由于克深区块持续开发生产过程中采出水乳化严重，造成出水水质指标不达标，2020 年对采出水处理系统进行变更设计，在沉降罐前端增设破乳加药装置和高效油水泥分离器装置，变更设计规模为 500m³/d，目前采出水系统运行平稳，出水达到设计出水水质要求。根据水量预测，到 2030 年克深区块采出水预测水量为 4460.73m³/d（包括天然气处理装置分离的采出水和排水井出水），已有采出水处理系统处理能力不足，无法完全处理气田采出水，需对采出水处理系统进行扩建。

克拉区块克拉 2 中央处理站已建气田采出水处理系统设计规模为 500m³/d，采用“大罐沉降+过滤”处理工艺，处理后采出水通过注水系统回注地层或输至克拉生产污水蒸发池。随着克拉区块气田开发，气田采出物中含砂及含油量增加，同时出现乳化现象，采出水水质日益变差，水中悬浮物和含油量均大大升高，目前已建气田采出水处理装置已不适用于现有采出水现状。按照克拉区块未来 10 年预测日产水量指标，到 2030 年克拉区块采出水预测水量为 1971.87m³/d（含天然气处理装置分离的凝析水和排水井出水），已有采出水处理系统处理能力不足，无法完全处理气田采出水，需对采出水处理系统进行扩建。

克深、克拉现有回注井 5 口，最大回注量 1450m³/d，回注能力不能满足规划预测指标要求，按照勘探开发研究院编制的《库车山前气田水回注方案》内容，克深-克拉区块设计回注井 14 口，考虑《克拉苏气田克深 10 区块开发方案》部署 1 口回注井共计 15 口井。15 口回注井中包括已建回注井 5 口，目前在注水生产；老井利用 3 口，分别为克拉 3 井，目前为采气生产井，计划 2022 年转回注，克深 16 井、克拉 301H 井，目前停用井，分别计划 2021 年、

2022 年转回注；新钻井 7 口，分别为 2021 计划钻井并投产的克拉 3-1W 井、2022 年计划钻井并投产的克拉克拉 3-2W 井和 3-3W 井、2023 年计划钻井并投产的克拉 3-4W 井和克拉 3-5W 井、2024 年计划钻井并投产的克拉 3-6W 井、2028 年计划钻井并投产的克拉 212W 井，满足克深、克拉采出水回注要求。其中克拉 212W 井为《克拉苏气田克深 10 区块开发方案要点及指标预测》报告中规划在 2028 年新部署气田水回注井，供水管道及注水井场在《克拉苏气田克深 10 区块开发地面工程》中设计，本工程仅考虑预留克拉 212W 井取水点供水阀池和供配水量。

随着克深、克拉区块排水采气措施的开展，为满足预测指标下采出水的回注需要，按照塔里木油田分公司的要求，克拉区块 4 口回注井（新井 4 口——克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井）列入本工程。克深 8 区块 5 口回注井（老井利用 3 口——克拉 301H 井、克深 16 井、克拉 3 井，新井 2 口——克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井）与克拉 2 区块 4 口回注井位于相近区域，本回注工程应总体考虑，并做好克深 8 区块各井预留接口。

1.2 环境影响评价过程

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

2021 年 8 月 18 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

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

受天合公司委托，新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本项目区域地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《克拉 2 气田开发调整方案地面工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2.1。

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

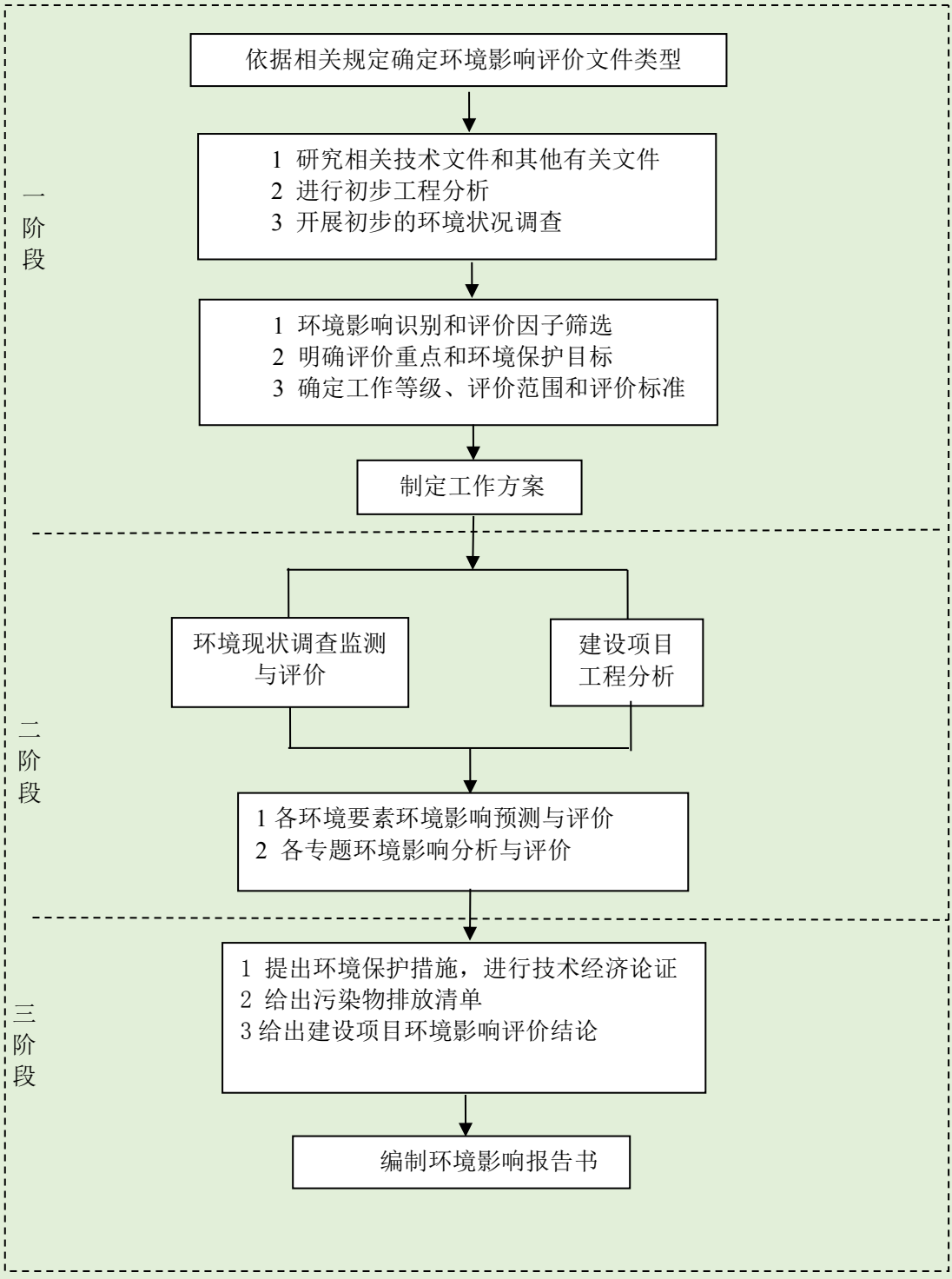

图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

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

（2）规划符合性判定结论

本项目属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于克拉苏气田克拉区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油气区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

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

（4）三线一单符合性判定结论

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

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

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

1.5 环境影响评价主要结论

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

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

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

本项目生产过程中，油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境

管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

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

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
7	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
8	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
9	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
10	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
11	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
12	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业部令第 1 号	1989-01-04
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
19	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
24	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
25	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30

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

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

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

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

2.2.3 其他

（1）克拉 2 气田开发调整方案地面工程环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）克拉 2 气田开发调整方案地面工程相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 影响因素识别

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

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

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

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

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

2.4.2 水环境

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

2.4.3 声环境

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

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，油气田开发区属于天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

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

表 2.5-1 环境空气质量标准

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

（2）水环境

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

表 2.5-2 地下水质量标准值 单位：mg/L

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

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

（3）声环境

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

（4）土壤环境

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

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	䓛	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）（表 2）	标准来源
非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

（2）废水

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

项目运营期产生的采出水依托克拉 2 中央处理站处理达标后回注地层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-6。工作人员由油气田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.5-5 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

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

（3）噪声

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

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

（4）固体废物

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

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

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

本项目废气排放源主要为锅炉燃烧烟气、油田非甲烷总烃等废气的无组织排放。

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

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。

注：C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h

平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.5
最低环境温度/℃		-27.4
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

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

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

（2）评价范围

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

2.6.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.6-4），本项目属天然气开采项目，为Ⅱ类项目。本项目位于未划定准保护区以外的补给径流区，因此区域地下水划分为较敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-5、表 2.6-6），确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表

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

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

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

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

表 2.6-6 下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

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

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

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

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

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 25%；

L—下游迁移距离，m。

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

2.6.3 地表水

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

2.6.4 生态

（1）评价等级

表 2.6-7 生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^2 或 长度≥100km	面积 2-20km^2 或 长度 20-100km	面积≤2km^2 或 长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

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

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷），均属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；硫化氢临界量 2.5t；甲烷临界量 10t。本项目主要风险单元为密闭集输单元，

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

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

式中：　　q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

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

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

表 2.6-8 环境风险评价等级划分

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

2.6.6 声环境

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

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

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

2.6.7 土壤环境

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

表 2.6-9 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

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

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

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

（1）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

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

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

现场踏勘结果表明，作业区所在区域为荒漠戈壁，主要为荒漠生态系统。评价区范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有固定集中的人群活动区。保护环境目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 项目环境保护目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标	环境敏感目标与项目区的位置关系	环境功能区划	各要素保护级别	保护要求
1	环境空气	项目所在区域大气环境	克拉2气田	二类功能区	GB3095-2012二级浓度限值	防止对大气环境造成污染
2	声环境	项目所在区域声环境	克拉2气田	2类功能区	GB3096-2008 2类功能区	防止对声环境造成污染
3	水环境	克孜尔河	克拉2气田	Ⅱ类功能区	GB3838-2002中Ⅱ类标准	不对地表水水质产生影响
		项目所在区域地下水		Ⅲ类功能区	GB/T14848-2017中Ⅲ类标准	不对地下水水质产生影响
4	生态环境	膜果麻黄	克拉2气田	天山山地温性草原、森林生态区	自治区Ⅰ级保护植物	生境不受破坏
		鹅喉羚、鸢、苍鹰、红隼、普通鵟			国家Ⅱ级保护动物	生境不受破坏
		赤狐			自治区Ⅰ级保护动物	
5	环境敏感保护目标	克拉2气田生活公寓	/	/	/	生活公寓工作人员生活不受影响

2.9 评价方法

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

表 2.9-1 评价内容一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 环境影响评价及建设历程回顾

3.1.1 环境影响评价回顾

2000 年 6 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“塔里木油田分公司”）委托新疆环境保护技术咨询中心编制了《西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书》，该项目于 2002 年 2 月 6 日取得国家环境保护总局（现更名为“生态环境部”）以“环审[2002]20 号”《关于西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书审查意见的复函》，并于 2005 年 11 月 30 日通过建设项目竣工环境保护验收（文号：“环自验[2005]21 号”）。

2005 年 11 月，塔里木油田分公司委托新疆环境保护技术咨询中心编制了《克拉 2 气田第二处理厂建设工程项目环境影响报告表》，该项目于 2005 年 12 月 10 日取得阿克苏地区环保局以“阿地环函字[2005]171 号”《关于对克拉 2 气田第二处理厂建设工程环境影响报告表的批复》，并于通过竣工环境保护验收。

3.1.2 项目建设历程回顾

根据《西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书》可知，克拉 2 气田于 2003 年 8 月开工，2004 年 12 月竣工投入试运行。气田共有开发井 25 口（其中备用 4 口），利用老井 4 口，新钻井 21 口、建设天然气处理站 1 座（处理能力为 $3000\times10^4m^3/d$）、生活公寓 1 座、固体废物填埋场 1 座（5 池，$3.0\times10^4m^3$）、生产废水暂存池 1 座（2 池，$2.5\times10^4m^3$）、生活污水蒸发池 1 座（1 池，$2.0\times10^4m^3$）及其它配套设施。

根据《克拉 2 气田第二处理厂建设工程》可知，克拉 2 气田于 2006 年 3 月进行扩建，2006 年 11 月完工。建设内容主要为新建 1 座 $2000\times10^4m^3/d$ 的天然气处理站（克拉处理站二站）及其配套设施。

3.1.3 环境保护措施落实情况

克拉 2 气田于 2003 年 8 月开工，2004 年 12 月竣工投入试运行，2005 年 11 月通过新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收；2006 年 3 月在气田内新建一座处理站（克拉处理站二站），2007 年 8 月投入试运行，2019 年 5 月完成竣工环境保护验收工作。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 3.1-1。

表 3.1-1 环保措施落实情况对比一览表

污染因素	污染物	环评报告所提环保措施	竣工验收阶段采取环保措施	后评价时期实际采取环保措施
大气环境	无组织排放	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	/	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，对各无组织挥发点定期进行环境监测
	燃气锅炉	/	采用高空排放，燃料均为净化天然气，污染物排放量较小，均可以做到达标排放	采用高空排放，燃料均为净化后的天然气，定期针对锅炉废气进行环境监测
水环境	生活污水	有工作人员值守的各场站，生活污水经处理，用于站场绿化或站场周围荒漠植被灌溉，不得与生产废水混排，造成可利用水资源浪费	生活污水先经化粪池处理，再经一体化污水处理设备处理，净化水夏季用于绿化，冬季排入生活污水蒸发池，生活污水蒸发池容积为$2\times10^4m^3$，为水泥池壁，池壁及池底铺设一层HJHY-2型环保高压防渗材料进行防渗处理	经过地埋式一体化污水处理设备处理后，夏季用于绿化，冬季排入生活污水蒸发池贮存
	生产废水	新建生产污水处理系统，对污水处理系统可根据地下水的排放情况分期建设，排入暂存池或处理达标后用于回注	按照设计及环评要求建立了污水处理设施，并设立2座污水暂存池，总容积为$2.5\times10^4m^3$，为水泥池壁，池壁及池底铺设一层HJHY-2型环保高压防渗材料进行防渗处理。	建立污水处理设施，并设立2座污水暂存池，总容积为$2.5\times10^4m^3$，为水泥池壁，池壁及池底铺设一层HJHY-2型环保高压防渗材料进行防渗处理，生产污水经处理后回注地下
声环境	机械设备噪声、空气动力性噪声	/	优先选用低噪声设备，主要噪声源置于室内或隔离间或采取隔声等措施	优先选用低噪声设备，主要噪声源置于室内或隔离间或采取隔声等措施
固体废物	生活垃圾	生活垃圾除可回收利用部分，其余垃圾应集中处理，送垃圾填埋场或运出作业区统一处理	项目区内配套建设1座固体废物处置场1座（5个池子），总容积$3\times10^4m^3$。用于收集储存一般工业固废、生活垃圾以及危险废物，按类别分场堆存处置。场周边有1~1.5m高坝。各固废场均采用HJHY-2型环保高压防渗材料进行了防渗处理，其中对危废暂存场还铺设了2层防渗材料，以提高其抗渗能力	项目区内配套建设1座固体废物处置场1座（5个池子），总容积$3\times10^4m^3$。用于收集储存一般工业固废、生活垃圾以及危险废物，按类别分场堆存处置。场周边有1~1.5m高坝。各固废场均采用HJHY-2型环保高压防渗材料进行了防渗处理，其中对危废暂存场还铺设了2层防渗材料，并在暂存池周边设有围栏及防雨棚
	一般工业固体废弃物	/		
	危险废物	/		
生态环境	运营期	各站应落实绿化措施，对扰动较大的地表进行生态恢复，在条件允许的情况下尽可能做一些绿化补偿	/	①克拉2气田内各站场及生活区均进行了绿化工程 ②完钻井场临时占地已恢复原有地貌，植被已开始逐步恢复

污染因素	污染物	环评报告所提环保措施	竣工验收阶段采取环保措施	后评价时期实际采取环保措施
	退役期	①服役期后，完成采气的废弃井，应封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地，恢复原有地貌 ②各站绿化植物，有能力兼管则继续管理，或移交当地对绿化植被继续管理，使绿化工程继续得到保护并发挥其防风固沙作用 ③服役期后废水暂存池、工业垃圾填埋场应及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志	/	/

3.1.4 环境保护措施竣工验收情况

3.1.4.1 环保竣工验收开展情况

2005 年 11 月，由中国石油集团工程设计有限责任公司编制完成《西气东输克拉 2 气田开发建设项目竣工环境保护验收》，2005 年 11 月 30 日，新疆维吾尔自治区环境保护厅以环自验[2005]21 号文通过该项目的环保竣工验收。

建设方于 2006 年新建 1 座处理站（克拉处理站二站），新疆天合环境技术咨询有限公司于 2019 年 5 月完成该项目的环保竣工验收报告。

3.1.4.2 环保竣工验收数据统计

现有工程环保竣工验收数据主要来源于《西气东输克拉 2 气田开发建设项目竣工环境保护验收》和《克拉 2 气田第二处理厂建设工程竣工环境保护验收调查表》中的数据。

（1）无组织废气

——《西气东输克拉 2 气田开发建设项目竣工环境保护验收》

新疆维吾尔自治区环境监测中心站于 2005 年 9 月 3 日~4 日对项目区无组织废气进行了监测，详述如下：

监测结果表明，除 4#点第二天的部分监测结果超标外，其余各点监测结果均满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中的无组织排放浓度限值 4.0mg/m3 要求。

项目环境保护竣工验收无组织废气排放污染源监测结果详见表 3.1-2。

表 3.1-2 项目环境保护竣工验收无组织废气排放源监测结果一览表　　单位：mg/m³

取样地点	采样时间	非甲烷总烃（单位：mg/m³）			
		9：00	12：00	16：00	21：00
1#点	9月3日	3.70	3.93	2.78	3.02
	9月4日	3.00	3.24	3.58	3.07
2#点	9月3日	3.78	2.69	3.36	2.62
	9月4日	3.27	3.60	2.95	3.25
3#点	9月3日	3.86	3.33	2.54	2.20
	9月4日	3.86	3.35	3.42	3.57
4#点	9月3日	3.95	2.52	3.44	2.51
	9月4日	3.46	**19.87**	**7.62**	3.70
5#点	9月3日	2.68	3.19	3.23	2.62
	9月4日	3.68	3.08	3.39	3.38

注：由于报告编制时间距今较远，部分资料缺失，因此无法判定各监测点位的具体位置。

——《克拉 2 气田第二处理厂建设工程竣工环境保护验收调查》

新疆中测测试有限责任公司于 2018 年 11 月 29 日~30 日对项目区无组织进行了监测，详述如下：

监测结果表明，各监测点厂界无组织排放非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中的无组织排放浓度限值 4.0mg/m^3 要求。

项目环境保护竣工验收无组织废气排放污染源监测结果详见表 3.1-3。

表 3.1-3 项目环境保护竣工验收无组织废气排放源监测结果一览表 单位：mg/m^3

日期	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
11.29	厂界东	0.89-1.20	1.20	4.0	达标
	厂界南	0.93-1.25	1.25		达标
	厂界西	0.91-1.02	1.02		达标
	厂界北	0.91-1.04	1.04		达标
11.30	厂界东	0.87-1.59	1.59		达标
	厂界南	0.64-0.84	0.84		达标
	厂界西	0.87-1.09	1.09		达标
	厂界北	1.02-1.10	1.10		达标

（2）有组织锅炉废气

——《克拉 2 气田第二处理厂建设工程竣工环境保护验收调查》

项目环境保护设施竣工验收由新疆中测测试有限责任公司于 2018 年 12 月 26 日~27 日对作业区内生活锅炉和生产锅炉进行了废气监测。锅炉废气排放污染源监测结果详见表 3.1-4。

表 3.1-4 项目环境保护竣工验收有组织废气排放源监测结果一览表

监测点位	NO_x排放浓度（mg/m^3）			达标情况	SO_2排放浓度（mg/m^3）			达标情况
	平均值	最大值	标准限值		平均值	最大值	标准限值	
生活锅炉	118	128	400	达标	8	11	100	达标
生产锅炉	147	155	400	达标	42	45	100	达标
监测点位	颗粒物排放浓度（mg/m^3）			达标情况			烟囱高度（m）	
	平均值	最大值	标准限值				实际高度	标准要求
生活锅炉	＜20	＜20	30	达标			8	≥8
生产锅炉	＜20	＜20	30	达标			10	≥8

由上表可以看出，生活锅炉烟气中 NOx 最大浓度 128mg/m^3，SO_2 最大浓度 11mg/m^3；生产锅炉烟气中 NOx 最大浓度 155mg/m^3，SO_2 最大浓度 45mg/m^3，均达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 1 燃气锅炉排放标准，各设备排气筒高度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求。

3.1.5 公众意见收集调查情况

建设单位于 2001 年对工程建设地点周边涉及到的居民及政府单位的工作人员进行了公众参与调查，共发放调查问卷 100 份，实际回收有效调查问卷 89 份；并接到问询及反馈电话 9 个。

调查结果表明，在被调查者当中有 98%的人对该项目的建设持支持态度，有 2%的人无所谓，无人持反对态度。有 41%的人认为项目实施会影响到其周围声环境；65%的人认为项目实施会影响到水环境或水利工程设施；94%的人认为项目实施会影响到区域生态环境。

2005 年 11 月，项目环境保护竣工验收阶段，对项目区附近居民、当地环保工作人员等进行了公众参与调查工作，调查结果表明，100%的被调查者表示同意予以项目竣工环保验收。并希望项目运营过程中一定要严格遵守国家有关环境保护法律法规，做到污染物达标排放，减轻生态环境保护和水土流失影响。

3.1.6 小结

本项目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。运行期间未收到自治区环保厅和地方环保局开出的行政处罚通知书。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：克拉 2 气田开发调整方案地面工程。

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

克拉 2 气田位于新疆阿克苏地区拜城县境内，西距拜城县约 60km，东距库车县约 45km。地理位置见图 3.2-1，区域布置图见图 3.2-2。

3.2.1.3 工程组成

项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目基本情况一览表

项目	基本情况			备注
项目名称	克拉 2 气田开发调整方案地面工程			—
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			—
建设性质	改扩建			—
总投资	项目总投资 221537 万元，其中环保投资　万元，占总投资的　%			—
占地面积	占地面积 25hm^2(永久占地面积 25hm^2，临时占地面积 65.9hm^2)			—
规模	日产气 600×10^{4}m^3，年产凝析油规模 2.23×10^{4}t，回注水量为 5800m^3/d			—
建设内容	主体工程	钻井工程	新钻井 11 口，其中采气井 5 口，分别为克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21；注水井 6 口，分别为克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井	新建
		地面工程	①新建采气井场 5 座（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21）； ②改造 5 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-12、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 3 口电泵排水井（KL203、KeS604、克拉 2-J204）； ③改造单井站 5 座（克拉 205、克拉 2-11、克拉 2-8、克拉 2-9、克深 603 各增加 200kW 真空加热炉 1 座）； ④新建 5 座支线阀室：克拉 2-H17 支线阀室、克拉 2-H18 支线阀室、克拉 2-H19 支线阀室、克拉 2-H20 支线阀室、克拉 2-H21 支线阀室； ⑤新建输水阀室 3 座：克拉 2-13 输水阀室、克拉 2-10 输水阀室、克拉 2-J204 输水阀室； ⑥克拉 2 中央处理站扩建 6000m^3/d 的采出水处理系统； ⑦克深采出水处理系统新建 2 具 3000m^{3}重力沉降水罐； ⑧新建注水井场 9 座（老井利用 3 口——克拉 301H 井、克深 16 井、克拉 3 井，新井 6 口——克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井）；对克深 602 注水井场进行改造； ⑨对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造。	新建
		集输工程	①新建 DN150 采气支线 2.57km； ②新建 DN50 燃料气管线 12.5km； ③新建 DN50 气举排水井补气管道 6.8km； ④新建气田水转输管道 19.9km：气田水转输西干线 A 段 1.3km；气田水转输西干线 B 段 4.0km；KL2-12 输水管道 1.6km；克拉 2-13 气田水转输管道 0.5km；气田水转输东干线 A 段 1.1km；气田水转输东干线 B 段 0.6km；气田水转输东干线 C 段 7.6km；克拉 2-J204 气田水转输管道 0.2km；克拉 2-10 气田水转输管道 1.2km；KeS604 输水管道 1.8km； ⑤新建 DN50－DN125 气田水转输管道 16.8km；	新建

			⑥新建供水管道 113km：新建 DN250 供水总线 21km；DN200 供水支管 1 线 27km；DN200 供水支管 2 线 10km；DN200 供水支管 3 线 16km；克深 16 井 DN100 管道 7.5km；克拉 3-5W 井 DN100 管道 7.5km；克拉 301H 井 DN100 管道 7.5km；克拉 3-3W 井 DN100 管道 11.5km 克拉 3、克拉 3-2W、克拉 3-1W、克拉 3-4W、克拉 3-6W 井 DN100 管道 5km。	
	公辅工程	供电	①KL2-H17、KL2-H18 井场均由内部集输东干线 10kV 架空线路各 T 接一回 10kV 电源，线径采用 JL/G1A-70/10，线路总长度约为 1km； ②KL2-H19、KL2-H20、KL2-H21 井场均由内部集输西干线 10kV 架空线路各 T 接一回 10kV 电源，线径采用 JL/G1A-70/10，线路总长度约为 1.5km； ③老井改造新增电加热器均利用站内已建 10kV 线路供电，同时将站内已建 10/0.4kV 30kVA 箱式变电站 1 座更换为 10/0.4kV 160kVA 杆上式变电站 1 座，并新增低压配电柜 1 面； ④排水井利用已建的 10kV 电力线路和站内已建 10/0.4kV 30kVA 杆上变电站供电； ⑤回注井场由已建的 35kV 中秋 1 线 T 接单回 35kV 线路供电。导线规格采用 JL/G1A-120/20，线路总长 84.36km； ⑥克拉 2 中央处理站新增 1 套 AC10kV 1500kW 原料气压缩机由 110kV 变电站 10kV 配电室新增一面 10kV 开关柜供电，新增 1 套 AC380V 120kW 原料气压缩机利用中心变电站 10/0.4kV 变电站新增 1 面低压配电柜供电； ⑦克拉 2 中央处理站扩建的 6000m³/d 采出水处理装置用电由 10kV 中心变电所及控制室内两端母线处均新增 1 面低压配电柜供电。	
		通信	①新建的采气井场通信光缆采用 12 芯的 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与 10kV 电力线路同杆架空敷设，长度约 7.8km； ②新建克拉 2 中央处理站至阀池 3 的主干光缆采用 24 芯铠装光缆与新建工艺管道同沟敷设，光缆长约 48km； ③新建各注水井场至主干光缆的 24 芯支线光缆，Π接至主干光缆上，利用纤芯形成环网。支线光缆采用 ADSS 电力光缆，与井口 35kV 电力线同杆架设，支线光缆长约 57km。	
		防腐	①新建采气线路管道材质均为 22Cr，全线不保温，管道外壁推荐采用防腐层的保护方案，阴极保护方案与克拉 2 已建集气干线保持一致； ②新建气举线路管道和燃料气线路管道材质均为 L245N，不保温，管道外壁推荐采用防腐层加阴极保护的联合保护方式； ③新建井场采出水转输管道采用高压柔性复合管，推荐柔性复合管钢转接头部位根据连接形式，采用粘弹体防腐材料或聚乙烯胶粘带进行防腐； ④站场、阀室内地面管道及设备外壁根据材质、介质温度、保温要求等工况采用适宜的防腐涂料与保温材料； ⑤站场、阀室内埋地管道、管件等采用性能优良的防腐层，不实施阴极保护； ⑥需实施内壁防腐的非标设备，其内壁推荐采用防腐层加牺牲阳极的联合保护方案。	
		自控	①井场采用“RTU+现场仪表”的控制模式完成站场工艺过程	

			参数、设备运行状态以及井站上传信号的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU 通过光纤通信方式将数据上传至克拉 2 处理站控制中心 SCADA 系统进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行克拉 2 处理站 SCADA 系统下达的远程控制指令； ②克拉 2 中央处理站新增的气田水处理装置、压缩机组、分离器等仪表设备信号进入已建 DCS/SIS/FGS 系统，对原控制系统进行扩容，并完成 DCS/SIS/FGS/SCADA 系统编程组态	
		热工及暖通	①各井场设备间供暖采用电供暖器、空气调节采用分体热泵型空调器； ②各阀室通风采用防爆铝合金无动力球形风帽。 ③新建采出水处理系统内的调储沉降水罐阀组间、零位提升泵房、气田采出水处理设备用房建筑单体采用热水供暖，热源依托原处理厂供热站； ④新建的压缩机厂房采用防爆钢制屋顶风机排风，采用防爆自洁式空气过滤送风机组进风。	
		消防	①各采气井场、排水井场、回注井场、阀室均为五级站，不设消防给水设施，在站内可能发生火灾的各类场所，根据火灾种类、危险等级分别配置一定数量的移动式灭火器材，以便扑灭初期零星火灾； ②克拉 2 中央处理站新建气田水处理装置、液液分离器区可依托克拉 2 中央处理站已建完善的消防给水系统。在新建装置区各单元配置适量的手提式灭火器。	
		道路	新建 5 条采气新井伴行道路 3.1km；1 条排水井伴行道路 2km；回注井伴行道路 43.7km；均按四级道路单车道标准建设	
		供水	各采气井场、排水井场、回注井场、阀室均为无人值守，站内场地冲洗用水采用清水罐车由克拉水源站拉运供给。克拉 2 中央处理站内新建装置依托原已建完善的给水系统供给	依托
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；测试放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施； 营运期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施	
		废水	施工期：废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区块绿化；生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至克拉 2 气田生活公寓现有生活污水处理设施处置； 营运期：营运期采出水随采出液一起进入克拉 2 中央处理厂处理达标后回注地层； 闭井期：无废水产生	
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：合理安排作业时间	
		固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。施工土方	

			全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深区块固废填埋场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，定期由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至克深区块固废填埋场处理； 营运期：固体废物主要为井下作业固废、油泥(砂)及清管废渣，生活垃圾经收集后定期送克深地区固废填埋场进行填埋，油泥(砂)及清管废渣采取桶装形式收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送克深地区天然固废填埋场处理	
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 闭井期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	
		环境风险	施工期：各井场设置放喷池； 营运期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪	
	依托工程	克拉2中央处理厂	采出气液混输至克拉 2 中央处理厂进行处理。克拉 2 中央处理厂包含于“西气东输塔里木气田开发建设工程”内，《西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书》于 2002 年 2 月取得原国家环境保护总局批复（环审[2002]20 号），之后于 2005 年 11 月通过竣工环保验收（环自验[2005]21 号）。克拉 2 中央处理厂天然气处理规模为 $3000\times10^4Nm^3/d$（$99\times10^8Nm^3/a$），设置 6 套脱水脱烃装置，单套装置的处理量为 $500\times10^4Nm^3/d$，装置采用高压注醇、J-T 阀节流制冷处理工艺。脱水脱烃装置于 2013 年进行了改造。 该处理厂目前天然气实际处理量约为 $1786\times10^4m^3/d$，仍有 $1214\times10^4m^3/d$ 的富裕量，能满足本工程所产天然气的接入及处理需求。	依托
		克拉2中央处理厂生产废水处理装置	克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为 $500m^3/d$，主要处理来自中央处理厂及第二处理厂的集气装置气-液、液液分离器分离出的气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等。处理工艺采用沉降分离+气浮除油+过滤，以去除废水中的污油及悬浮物。	依托
		克拉2气田	克拉 2 气田生活公寓一体化生活污水处理设施设计处理规模为 $300m^3/d$，处理工艺采用化粪池+调节池+生化处理工艺，生	依托

		生活公寓一体化生活污水处理设施	活污水经处理后，出水水质可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）新污染源二级标准限值要求，夏季用于绿化，冬季排入生活污水蒸发池。 现状实际处理量约为 190m³/d，尚有较大富裕量，能够满足本工程施工期生活污水（25.5m³）的处理需求	
		克拉苏钻试修废弃物环保处理站	本工程产生的井下作业固废运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程包括哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块 7 个厂区。工程于 2016 年 11 月取得环评批复（新环函[2016]1626 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。钻井聚磺泥浆体系固废处理采用高温氧化处理技术，钻试修废水处理拟采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺	依托
		克深 207 油基固废处理站	本项目产生的油基泥浆废弃物依托克深 207 油基固废处理站处理	依托
		克深地区固废填埋场	克深地区固废填埋场共计 10 个垃圾池，有效容积 2 万 m³，其中 8 个工业垃圾池容积 1.6 万 m³，2 个生活垃圾池容积 0.4 万 m³。《克深地区固废填埋场及污水蒸发池工程环境影响报告表》于 2010 年取得阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2010]349 号）。 目前固废填埋场工业垃圾池已基本填满，不能继续接受工业固体废物。生活垃圾池还有余量 0.3 万 m³。本工程施工期生活垃圾产生量为 0.3t，可依托该生活垃圾池处理	依托
		克深地区天然固废填埋场	克深天然固废填埋场按照现有天然洼地，进行填挖、防渗处理，池内根据天然洼地地势进行分割，总容积 30 万 m³。该填埋场全部为工业固废场，主要处理钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后的一般固体废物以及其他一般工业固废。《克深地区天然固废场工程建设项目环境影响报告表》于 2012 年 7 月取得阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2012]361 号），之后于 2014 年 6 月取得竣工环境保护验收批复（阿地环函字[2014]249 号）。 目前克深天然固废填埋场尚有余量约 260000m³，可接纳本工程施工期产生的一般工业固体废物。	依托
		塔里木油田绿色环保站	本工程运营期产生的油泥（砂）及清管废渣可依托塔里木油田绿色环保站处置。塔里木油田绿色环保站 2011 年投入运营，设计处理能力 10500m³/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m³ 含油污泥储存池一座。绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复，以新环函[2014]673 号通过验收。2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，新增年	依托

			处理含油污泥 3 万 m^3（4.5×10^4t），绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $4.05\times10^4m^3$（6.075×10^4t）。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2017]2019 号）。 目前“塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程”已建成，可以满足本工程油泥（砂）及清管废渣的处理需求	
		生活基地	本工程运营期依托克拉作业区现有的组织机构管理。目前克拉作业区已建成基础设施完善的生活公寓	依托

表 3.2-2 区块新建钻井基本信息情况一览表

序号	井号	所属行政区域	所属区块	井型	井深(垂深，m)
1	克拉 2-H17 井	拜城县	克拉区块	水平井	
2	克拉 2-H18 井			水平井	
3	克拉 2-H19 井			水平井	
4	克拉 2-H20 井			水平井	
5	克拉 2-H21 井			水平井	
6	克拉 3-1W 井				
7	克拉 3-2W 井				
8	克拉 3-3W 井				
9	克拉 3-4W 井				
10	克拉 3-5W 井				
11	克拉 3-6W 井				

3.2.1.4 工程投资

项目总投资 221537 万元。

3.2.1.5 劳动组织及定员

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

3.2.2 气田资源概况

克拉 2 气田 2004 年 12 月正式投入开发，截至 2019 年 3 月，克拉 2 气田采气井开井 15 口，回注井开井 1 口，长关井 9 口（其中报废井 3 口：KL2、KL201、回注井 KL202）；产气：$1877.24\times10^4m^3/d$、产液：215t/d、产水：208t/d、

产油：7t/d、回注水：596m^3/d；累计产水量 48.2035×10^4m^3，累计回注水量 89.4253×10^4m^3，累计采气量 1113.3901×10^8m^3，天然气地质储量采出程度 39.20%。详见表 3.2-3。

表 3.2-3 克拉 2 气田生产结构一览表

区块	克拉 2 气田
动用地质储量（×10^8m^3）	2840.29
动用可采储量（×10^8m^3）	2130.22
剩余可开采储量（×10^8m^3）	1016.83
日产液（t）	215
日产油（t）	7
综合含水率（%）	96.74
日注水量（m^3）	596
累计采气量（×10^8m^3）	1113.3901
采出程度（%）	39.20
累计注水量（×10^8m^3）	89.4253

（1）流体性质

克拉 2 气田天然气性质见表 3.2-4 和表 3.2-5。

由表 2.2-1 可知：克拉 2 气田具有典型的干气特征，甲烷含量高，气体分子量和相对密度小，M=16.39~16.71，Y_g=0.565~0.578，临界点远离地层温度、压力。基本上不含硫，CO_2 含量也很低。

由表 2.2-2 可知：地层水总矿化度约 16×10^4mg/L，水型为 $CaCl_2$，地面密度 1.0659~1.1073，属于封闭性地层水。

（2）油气藏类型

克拉 2 气田属层状边水纯气田，气藏埋深 3500~3950m。

（3）气藏储层特征

克拉 2 气田储集类型为孔隙型，储层物性属于中孔终渗，属低温气藏，原始地层压力（3750m）为 74.35MPa，属异常高压气藏。

表 3.2-4 克拉 2 气田天然气物性统计表

层位	井号	井段	C_1（%）	C_2（%）	C_3（%）	C_4（%）	C_5（%）	C_6（%）	C_{7+}（%）	N_2（%）	CO_2（%）	分子量（M）	相对密度
E_{1K}^1	KL2	3499.87~3534.66	98.0545	0.4019	0	0	0	0	0	0.327	1.7486	16.71	0.5769
	KL201	3600~3607	98.2500	0.5200	0.04	0.02	微	微	0.01	0.600	0.5600	16.39	0.5600
E_{1K}^2	KL2	3567~3572	97.1400	0.5200	0.79	0.38	0	0	0	0.610	0.5500	16.70	0.5780
	KL201	3630~3640	98.1400	0.5300	0.04	0.02	0	0	0.01	0.630	0.6300	16.40	0.5660
K_{1bs}	KL2	3740~3750	97.5000	0.8400	0.72	0.39	0	0	0	0.430	0.1200	16.60	0.5740
		3803~3809	97.9300	0.7100	0.04	0.02	0	0	0	0.560	0.7400	16.40	0.5680
		3888~3895	98.2600	0.5300	0.04	0.02	0.02	0	0	0.600	0.5500	16.40	0.5650
	KL201	3770~3795	98.1000	0.5100	0.04	0.02	0	0.01	0.04	0.700	0.5800	16.40	0.5670

表 3.2-5 克拉 2 气田地层水分析成果表

井号	层位	井段 m	pH	HCO_3^-（mg/L）	Cl^-（mg/L）	SO_4^{2-}（mg/L）	Ca^{2+}（mg/L）	Mg^{2+}（mg/L）	Na^++K^+（mg/L）	总矿化度（mg/L）	密度（g/cm³）	水型
克拉 2	K_{1bs}	3937~3941	6.11	209.42	98728.96	835.72	734.86	1099.6	53999.19	162114.0	1.107	$CaCl_2$
			6.91	362.46	97244.31	278.57	7090.15	1127.8	53067.36	158989.4	1.066	
		3950~3955	6.85	253.72	97801.05	1253.72	6392.76	1480.24	53987.37	161041.9	1.107	
			6.77	249.69	98172.22	975.01	6741.46	1163.04	54293.23	161469.8	1.104	
	K_{1b}	3981~4071	6.69	257.75	96501.99	1253.58	6799.58	1163.04	53279.88	159126.9	1.106	
			6.30	475.22	93718.28	696.43	6625.22	951.58	51889.99	154119.1	1.102	
克拉 201	K_{1bs}	3936~3938	5.91	293.65	97618.48	872.03	6463.62	889.09	54738.46	160728.5	1.111	
			5.56	153.75	94667.48	205.18	6335.21	915.05	52551.41	154751.7	1.107	
	K_{1b}	4016~4021	7.19	804.77	89090.81	538.61	7287.63	467.26	49093.91	146880.6	1.098	
			7.23	351.83	100245.2	333.42	7758.49	1083.78	54352.22	163949.0	1.105	

3.2.3 总体开发方案

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 钻井工程

（1）钻井工程

本工程部署 11 口，总进尺　　m。

单井钻井井场大小 110m×120m。其中永久占地面积为 4200m^2（60m×70m），临时占地面积为 9000m^2。临时占地内将修建 1 座应急池（600m^3），2 座放喷池（主、副两座放喷池均为 200m^3）；设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。钻井期平面布置见图 3.2-3。

图 3.2-3 钻井期井场平面布置示意图

（2）井身结构

水平井井身结构设计：采用塔标Ⅰ四开井身结构。一开 508mm 套管下至 200m 封固上部疏松地层；二开 365.13mm+339.7mm 套管下至库姆格列木群盐顶，封盐上低压层；三开悬挂 265.13mm 套管下至库姆格列木群白云岩上部，封固膏盐层，回接 244.5mm+273.05mm 套管至井口；四开悬挂 177.8mm 套管+139.7mm 筛管完井，回接 177.8mm+232.5mm 套管至井口，如图 3.2-4。

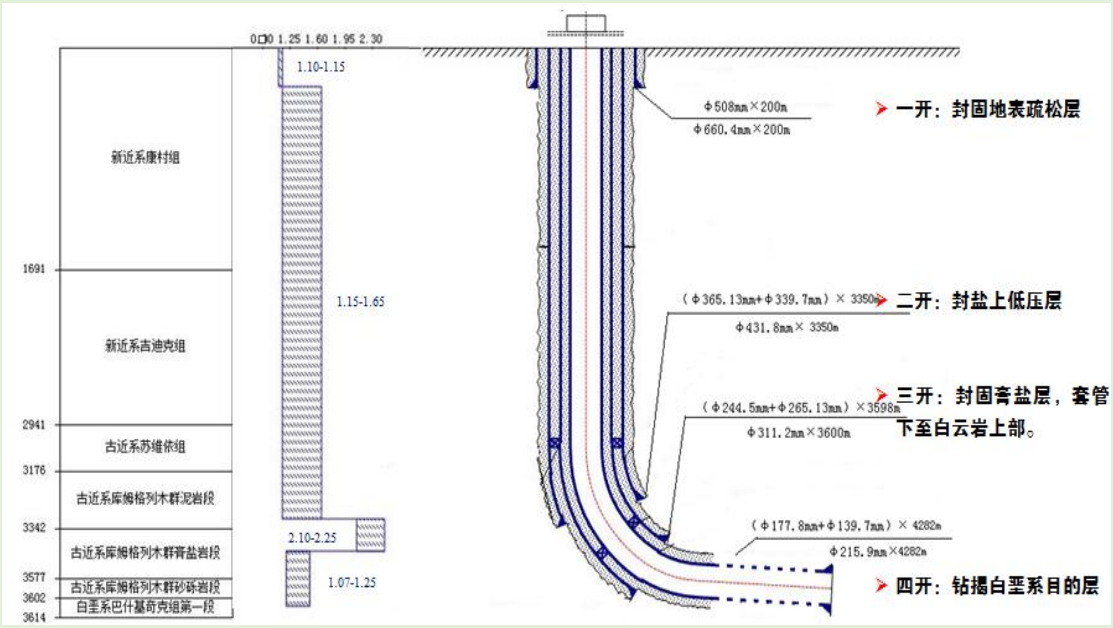

图 3.2-4 水平井井身结构设计图

直井井身结构设计：采用塔标 I 四开井身结构。一开 508mm 套管下至 200m 封固上部疏松地层；二开 339.7mm 套管下至盐顶封固盐上低压层；三开悬挂 265.13mm 封固膏盐层，回接 244.5mm 套管至井口；四开悬挂 177.8mm 套管封固目的层，回接 177.8mm 套管至井口，如图 3.2-5。

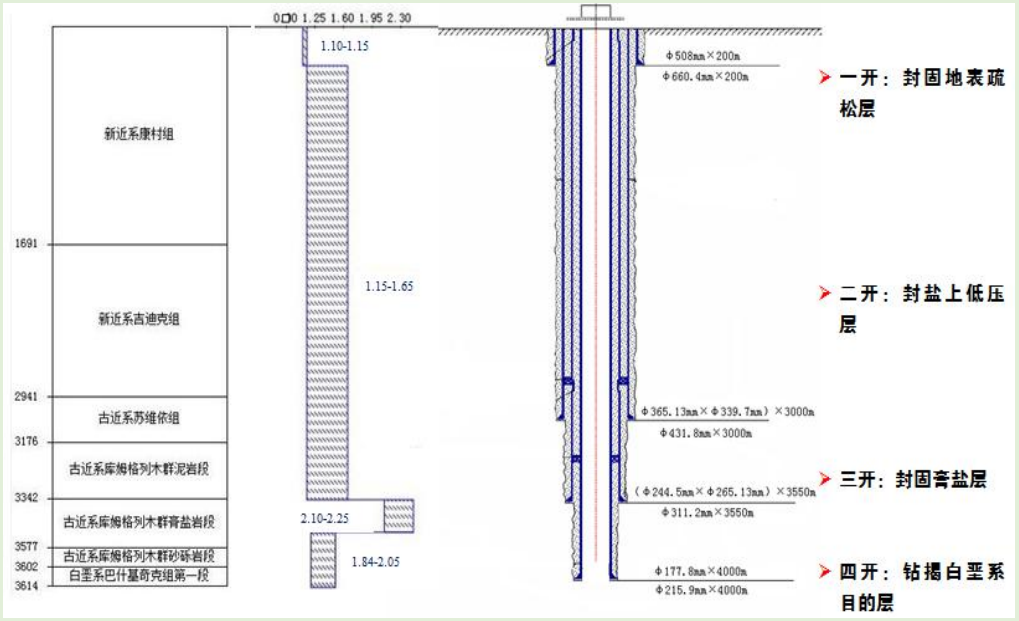

图 3.2-5 直井身结构设计图

（3）钻井液

塔标Ⅰ四开直井钻井液方案设计

1、一开井段

1）一开钻井液体系及配方：（膨润土-聚合物体系）

钻井液配方：膨润土(5~10%)+烧碱(0.05~0.1%)+大分子聚合物(0.3~0.5%)+中分子聚合物(0.2~0.4%)+小分子聚合物(0.1~0.3%)+润滑剂(0.5~1%)。

2）一开设计钻井液性能表：

表 3.2-6 直井一开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度（g/cm^3）	1.10~1.15
漏斗粘度（s）	60～100
动切力（Pa）	6～12
塑性粘度（mPa.s）	10～20
初切力（Pa）	1～4
终切力（Pa）	3～12
API 失水（ml）/泥饼 mm	<14
HTHP 失水	——
含砂量（v%）	<0.3
pH 值	>8
摩擦系数 kf	<0.2
固含%	<12
亚甲基蓝膨润土当量(g/L)	40～80
氯离子含量 mg/L	——
钙离子含量 mg/L	——

2、二开井段

1）二开钻井液配方

二开上部（苏维依组底部）钻井液体系及配方（聚合物体系/KCL 聚合物体系）：

钻井液配方：膨润土(3~5%)+烧碱(0.05~0.1%)+大分子聚合物(0.3~0.8%)+中分子聚合物(0.2~0.6%)+小分子聚合物(0.2~0.4%)+润滑剂(0.5~1%)+氯化钾(3～5%)+加重剂。

二开下部钻井液体系及配方（苏维依组底部转化为 KCl 聚磺钻井液体系）：

膨润土(3~5%)+烧碱(0.1~0.3%)+磺甲基酚醛树脂(2~5%)+磺化褐煤树脂(2~4%)+防塌剂(3~5%)+润滑剂(1~2%)+氯化钾(3~5%)+加重剂。

2）二开设计钻井液性能表：

表 3.2-7 直井二开设计钻井液性能表

参数项	二开上部	二开下部
密度（g/cm^3）	1.15～1.55	1.4～1.65
漏斗粘度（s）	40～70	45～70
动切力（Pa）	4～15	5～17
塑性粘度（mPa.s）	≤35	≤35
初切力（Pa）	1～4	1～4
终切力（Pa）	3～12	3～12
API 失水（ml）/泥饼 mm	≤10/0.5	≤5/0.5
HTHP 失水	——	≤10
含砂量（v%）	≤0.3	≤0.3
pH 值	≥8	9~10
摩阻系数 kf	≤0.15	≤0.1
固含%	≤22	≤25
亚甲基蓝膨润土当量(g/L)	30~50	30~50
钾离子含量 mg/L	15000～25000	15000～25000

3、三开井段

1）三开井段钻井液体系及配方：（KCL 聚磺-近饱和盐水体系）

膨润土(2～3%)+烧碱(0.1～0.3%)+磺甲基酚醛树脂类(2～6%)+磺化褐煤树脂类(2～6%)+防塌剂(2～5%)+润滑剂(1～2%)+加重剂。

2）三开井段设计钻井液性能表：

表 3.2-8 直井三开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度（g/cm^3）	2.10～2.25
漏斗粘度（s）	≤100
动切力（Pa）	4～15
塑性粘度（mPa·s）	≤80
初切力（Pa）	1~4
终切力（Pa）	4~12
API 失水（ml）	≤5
泥饼 mm	0.5
HTHP 失水	≤10
含砂量（v%）	≤0.2
pH 值	≥9
摩阻系数 kf	≤0.1
固含%	≤43
亚甲基蓝膨润土当量(g/l)	15~25
氯离子含量 mg/L	175000
钙离子含量 mg/L	——

4、四开井段

1）四开井段钻井液体系及配方：（聚磺体系）

膨润土(1～3%)+烧碱(0.1～0.3%)+磺甲基酚醛树脂类(2～6%)+磺化褐煤树脂类(2～6%)+防塌剂 (2～5%)+润滑剂(1～2%)+加重剂。

2）四开井段设计钻井液性能表：

表 3.2-9 直井四开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度（g/cm^3）	1.84～2.05
漏斗粘度（s）	≤70
动切力（Pa）	5～15
塑性粘度（mPa·s）	≤55

参数项	设计值
初切力（Pa）	1~5
终切力（Pa）	4~15
API 失水（ml）	≤5
泥饼 mm	0.5
HTHP 失水	≤10
含砂量（v%）	≤0.2
pH 值	≥9
摩阻系数 kf	≤0.1
固含%	≤38
亚甲基蓝膨润土当量(g/l)	15~25
氯离子含量 mg/L	——
钙离子含量 mg/L	——

塔标Ⅰ四开水平井钻井液方案设计

1、一开井段

1）一开钻井液体系及配方：（膨润土-聚合物体系）

钻井液配方：膨润土(5~10%)+烧碱(0.05~0.1%)+大分子聚合物(0.3~0.5%)+中分子聚合物(0.2~0.4%)+小分子聚合物(0.1~0.3%)+润滑剂(0.5~1%)。

2）一开设计钻井液性能表：

表 3.2-10 水平井一开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度（g/cm^3）	1.10~1.15
漏斗粘度（s）	60～100
动切力（Pa）	6～12
塑性粘度（mPa.s）	10～20
初切力（Pa）	1～4
终切力（Pa）	3～12
API 失水（ml）/泥饼 mm	<14
HTHP 失水	——
含砂量（v%）	<0.3
pH 值	>8
摩擦系数 kf	<0.2

参数项	设计值
固含%	<12
亚甲基蓝膨润土当量(g/L)	40～80
氯离子含量 mg/L	——
钙离子含量 mg/L	——

2、二开井段

1）二开钻井液配方

二开上部（苏维依组底部）钻井液体系及配方（聚合物体系/KCl 聚合物体系）：

钻井液配方：膨润土(3~5%)+烧碱(0.05~0.1%)+大分子聚合物(0.3~0.8%)+中分子聚合物(0.2~0.6%)+小分子聚合物(0.2~0.4%)+润滑剂(0.5~1%)+氯化钾(3～5%)+加重剂。

二开下部钻井液体系及配方（苏维依组底部转化为 KCl 聚磺钻井液体系）：

膨润土(3~5%)+烧碱(0.1~0.3%)+磺甲基酚醛树脂(2~5%)+磺化褐煤树脂(2~4%)+防塌剂(3~5%)+润滑剂(1~2%)+氯化钾(3~5%)+加重剂。

2）二开设计钻井液性能表：

表 3.2-11 水平井二开设计钻井液性能表

参数项	**二开上部**	**二开下部**
密度（g/cm^3）	1.15～1.55	1.4～1.65
漏斗粘度（s）	40～70	45～70
动切力（Pa）	4～15	5～17
塑性粘度（mPa.s）	≤35	≤35
初切力（Pa）	1～4	1～4
终切力（Pa）	3～12	3～12
API 失水（ml）/泥饼 mm	≤10/0.5	≤5/0.5
HTHP 失水	——	≤10
含砂量（v%）	≤0.3	≤0.3
pH 值	≥8	9~10

参数项	二开上部	二开下部
摩阻系数 kf	≤0.15	≤0.1
固含%	≤22	≤25
亚甲基蓝膨润土当量(g/L)	30~50	30~50
钾离子含量 mg/L	15000～25000	15000～25000

3、三开井段

1）三开井段钻井液体系及配方：（油基体系）

有机土(1~3%)+主乳化剂(2~4%)+辅乳化剂(2~4%) +降滤失剂(2~3%)+防塌剂(2~3%)+氯化钙(2~3%)+氧化钙（2~3%）+加重剂。

2）三开井段设计钻井液性能表：

表 3.2-12 水平井三开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度（g/cm^3）	2.10～2.25
漏斗粘度（s）	≤100
动切力（Pa）	3～12
塑性粘度（mPa.s）	≤80
初切力（Pa）	1～4
终切力（Pa）	3～15
HTHP 失水（ml）/泥饼 mm	≤5/2
摩阻系数 kf	≤0.1
固含%	≤43
破乳电压(V)	≥500
油水比	80:20-95:5
碱度	1.5-3

4、四开井段

1）四开井段钻井液体系及配方：（聚磺体系）

膨润土(2～4%)+烧碱(0.1～0.3%)+磺甲基酚醛树脂类(2～4%)+磺化褐煤树脂类(2～3%)+防塌剂(2～4%)+润滑剂(2～4%)+加重剂。

2）四开井段设计钻井液性能表：

表 3.2-13 水平井四开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度（g/cm^3）	1.07～1.25
漏斗粘度（s）	40～60
动切力（Pa）	3～12
塑性粘度（mPa·s）	≤17
初切力（Pa）	1~4
终切力（Pa）	4~12
API 失水（ml）	≤5
泥饼 mm	0.5
HTHP 失水	≤10
含砂量（v%）	≤0.2
pH 值	≥9
摩阻系数 kf	≤0.1
固含%	≤19
亚甲基蓝膨润土当量(g/l)	30~45
氯离子含量 mg/L	——
钙离子含量 mg/L	——

（5）完井方式

综合考虑气藏生产指标、出砂情况、改造工艺、见水形势及堵水需求，结合水平井完井方式优缺点，推荐新钻水平井完井方式为筛管完井。通过分析克拉 2 区块不易出砂，筛管类型选择主要考虑满足产量、井壁稳定、完井成本等因素，综合推荐打孔筛管。

注水井需要保障注水层段井壁稳定；有效避免回注水纵向上窜，注水后期酸化解堵，提高注入能力等需求，推荐新钻注水井完井方式为套管完井。

3.2.4.2 集输工艺方案

根据方案气田内部一般采用枝状的单井集气和放射状的多井集气方式。

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

气田已建成东、西集气干线各 1 条，管径均为 DN500，单条管道设计输量为 2000 万方/天，材质为 22Cr 双相不锈钢，系统设计压力 14MPa。

本工程采气井分布于克拉 2 气田东、西两侧，均可依托气田已建地面集输系统接入克拉 2 中央处理站进行处理。

3.2.4.3 地面工程

（1）采气井场

气田新增 5 座水平采气井克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21 均采用气液混输工艺通过新建 DN150 采气管道接入原克拉 2 气田已建的地面集输系统。

通过对克拉 2 气田已生产老井和开发新井的节流温降、集输管网热力计算结果，有 5 座生产老井（KL2-8、KL2-9、KL2-11、KL205、KeS603）在节流或输送过程中有形成水合物的风险，需在井场设置 200kW 真空加热炉对流体加热后节流输送，真空加热炉用燃料气来自克拉 2 中央处理站低压燃料气系统的净化天然气，设计压力 2.5MPa。5 座采气新井和其余生产老井均不会形成水合物。

采气井场主要工程量见表 3.2-14 所示。

表 3.2-14 站场主要工程量表

序号	明细	规格	数量	备注
新建采气井场共 5 座（以下为单座井场工程量））				
1	安全阀（22Cr）	Class900 DN50×80	1 套	
2	有导流孔平板闸阀（22Cr）	Class900 DN150	4 套	
3	手动球阀（22Cr）	Class900 DN50	2 套	
4	节流截止放空阀（22Cr）	Class900 DN50	1 套	
5	防冻剂加注头（22Cr）	Class900 DN150	1 套	
6	截止阀（22Cr）	Class900 DN15	2 套	
7	管材（22Cr）	Class900 DN150	200m	

8	管材（22Cr）	Class900　DN50	50m	
9	管材（A333.6）	Class300　DN150	200m	
10	管材（A333.6）	Class300　DN50	20m	
改造采气井场共 5 座（以下为单座井场工程量）				
1	真空加热炉	Class 900　200KW	1 套	
2	安全阀（L245N）	Class300　DN25×50	1 套	
3	电动调节阀(L245N)	Class300　DN25	1 套	
4	手动球阀(L245N)	Class300　DN25	3 套	
5	绝缘接头(L245N)	Class300　DN25	1 个	
6	管材（316L）	Class900　DN100	50m	
7	管材（L245N）	Class300　DN25	150m	
8	管材（A333.6）	Class 150　DN50	60m	

井场平面布局见图 3.2-6。



图 3.2-6 克拉 2 气田开发调整后新增井位布置图

（2）排水井场

7 口排水井中包含 2 座电泵排水。井口排出压力范围为 0.5－1.5MPa。5 座气举排水井气举压力为 15MPa，排出压力为 2MPa。

1.电泵排水井

井口排出的气水混合物经计量后通过新建的采出水转输管道气水混输送至克拉 2 中央处理站。

2.气举排水井

从克拉 2 中央处理站来的湿原料气经增压后作为气举气经管道输送至气举排水井后，通过井口装置左翼注入地层。采出气水混合物从井口装置右翼排出，

经计量后通过新建的采出水转输管道气水混输至克拉 2 中央处理站。为满足 15MPa 的气举压力，在左翼注入口前设置调压阀。

新建排水井场主要工程量见表 3.2-15 所示。

表 3.2-15 排水井场主要工程量表

序号	明细	规格	数量	备注
KL2-10 井、KL2-12 井、KL2-13 井、KL203 井、KL204 井（以下为单座井场工程量）				
1	气液分离器	Class300 DN5000×DN1000	1 套	
2	往复式压缩机	250Kw	1 套	
3	安全阀	Class300 DN50×80 316L	1 套	
4	电动球阀	Class1500 DN50 316L	2 套	
5	调压阀	Class300 DN100 316L	1 套	
6	手动球阀	Class1500 DN50 316L	1 套	
7	手动球阀	Class300 DN100 316L	5 套	
8	手动球阀	Class300 DN80 316L	1 套	
9	手动球阀	Class300 DN50 316L	1 套	
10	节流截止放空阀	Class1500 DN50 316L	1 套	
11	节流截止放空阀	Class300 DN80 316L	1 套	
12	有导流孔平板闸阀	Class1500 DN50 316L	1 套	
13	有导流孔平板闸阀	Class300 DN100 316L	1 套	
14	止回阀	Class1500 DN50 316L	1 套	
15	柔性复合管	PN2.5MPa DN150	100m	
16	316L 无缝钢管	Class1500 DN50	150m	
17	316L 无缝钢管	Class300 DN100	80m	
18	316L 无缝钢管	Class300 DN80	20m	
19	316L 无缝钢管	Class300 DN50	20m	
20	A333.6 无缝钢管	Class150 DN100	60m	
21	A333.6 无缝钢管	Class150 DN80	30m	
22	A333.6 无缝钢管	Class150 DN50	40m	
KL2-J204 井、keS604				
1	安全阀	Class300 DN25×50 316L	1 套	
2	手动球阀	Class300 DN25 316L	2 套	
3	节流截止放空阀	Class300 DN50 316L	1 套	
4	有导流孔平板闸阀	Class300 DN50 316L	4 套	

5	止回阀	Class300 DN50 316L	1 套	
6	阀套式排污阀	Class300 DN50 316L	1 套	
7	柔性复合管	PN2.5MPa DN100	100m	
8	316L 无缝钢管	Class300 DN50 316L	100m	
9	316L 无缝钢管	Class300 DN25 316L	20m	
10	A333.6 无缝钢管	Class150 DN50	140m	

（3）注水井场

为无人值守站场，井场内由采气树、仪表配电间、注水缓冲罐、喂水注水泵组成井场平面布置占地面积 30m×50m。

主要工程量见表 3.2-16。

表 3.2-16 主要工程量表

序号	名称	单位	数量	说明
一	**气田区供水管道**			
	玻璃钢管 8.0MPa DN250	**km**	**33**	
	玻璃钢管 8.0MPa DN150	**km**	**8**	
	玻璃钢管 5.5MPa DN150	**km**	**7**	
	玻璃钢管 5.5MPa DN100	**km**	**19.5**	
	双面衬塑管 8.0MPa DN250	**km**	**7**	聚乙烯+20#
	双面衬塑管 8.0MPa DN150	**km**	**2**	聚乙烯+20#
	双面衬塑管 5.5MPa DN150	**km**	**1.5**	聚乙烯+20#
	双面衬塑管 5.5MPa DN100	**km**	**11**	聚乙烯+20#
二	**气田区供水阀池**			
1	阀池	座	5	
2	低点泄压阀池	座	2	带污水收集池
三	**气田区管道穿越套管**			
1	D711×8/螺旋焊缝管	m	64	顶管穿越
2	D356×8/螺旋焊缝管	m	388	大开挖穿越
四	**注水井场——下为单座井场设备**	座	9	下面为单座料
1	注水罐（矩形方罐）	座	4	塔里木油田 50 方标准罐
	尺寸：7m×3m×高 2.4m			
2	喂水泵	台	1	
	类型：离心泵			

序号	名称	单位	数量	说明
	流量：25m³/h；扬程：25m			
	电机功率：4.5kW（380V）			
3	注水泵	台	1	
	类型：柱塞泵（5 柱塞）			
	流量：25m³/h；压力 40MPa			
	电机功率：400kW（380V）			
4	注水泵、喂水泵上述同规格各 1 套			冷备
五	**克深 602 井场改造**	座	1	
1	注水泵	台	2	
	类型：柱塞泵（5 柱塞）			
	流量：18m³/h；压力 50MPa			
	电机功率：400kW（380V）			

（4）阀室

①新建采气支线阀室 5 座（KL2-H17 支线阀室、KL2-H18 支线阀室、KL2-H19 支线阀室、KL2-H20 井支线阀室、KL2-H21 井支线阀室），设计内容为支线阀室、管墩。

②新建输水阀室 3 座，设计内容为阀室、管墩。

主要工程量见表 3.2-17。

表 3.2-17 主要工程量表

KL2-H17、KL2-H18、KL2-H20、KL2-H21 支线阀室（以下为单座井场工程量）				
1	手动球阀	Class900 DN150 316L	1 套	
2	316L 无缝钢管	Class900 DN150	20m	
KL2-H19 与 KL205 合建支线阀室				
1	手动球阀	Class900 DN150 316L	2 套	
2	316L 无缝钢管	Class900 DN150	40m	
KL2-10、KL2J204 输水阀室（以下为单座井场工程量）				
1	手动球阀	Class300 DN100 316L	1 套	
2	止回阀	Class300 DN100 316L	1 套	
3	柔性复合管	PN2.5MPa DN100	100m	
4	316L 无缝钢管	Class300 DN150	20m	
5	316L 无缝钢管	Class300 DN100	40m	

克拉 2-13 输水阀室				
1	手动球阀	Class300 DN50 316L	1 套	
2	柔性复合管	PN2.5MPa DN50	100m	
3	316L 无缝钢管	Class300 DN80	20m	
4	316L 无缝钢管	Class300 DN50	40m	
KL2-10 输水阀室				
1	手动球阀	Class300 DN80 316L	1 套	
2	柔性复合管	PN2.5MPa DN80	100m	
3	316L 无缝钢管	Class300 DN125	20m	
4	316L 无缝钢管	Class300 DN80	40m	
KL2-J204 输水阀室				
1	手动球阀	Class300 DN80 316L	1 套	
2	柔性复合管	PN2.5MPa DN80	100m	
3	316L 无缝钢管	Class300 DN100	20m	
4	316L 无缝钢管	Class300 DN80	40m	

（5）对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造

①集气装置分离装置排液系统改造

为解决克拉 2 中央处理站由于上游集气干线清管和提产工况下来液量较大，排液不及时导致的液液分离器满罐、压力陡升、安全阀起跳等安全生产问题，对站内已建的分离装置排液系统进行改造，加大排液能力和液相接收能力。

1）将原已建 6 套气液分离器液相管线的管径由 DN80 调整为 DN100。

2）将原气液分离器至液液分离器气田水总管由 DN100 调整为 DN200。

3）将原液液分离器气田水管线的管径由 DN80 调整为 DN150

4）将原液液分离器气田水总管的管径由 DN100 调整为 DN200。

5）新建 2 套 PN4MPa DN2500×12500 的液液分离器。

表 3.2-18 克拉 2 中央处理站改造措施

克拉 2 中央处理站				
1	原料气压缩机	1600KW	1 台	
2	安全阀	Class300 DN25×50 316L	2 套	
3	气动球阀	Class1500 DN50 L245N	1 套	
4	气动球阀	Class300 DN150 316L	2 套	
5	气动球阀	Class300 DN100 316L	1 套	
6	气动球阀	Class300 DN50 316L	2 套	
7	气动调节阀	Class300 DN150 316L	1 套	
8	手动球阀	Class1500 DN50 L245N	1 套	
9	手动球阀	Class900 DN80 L245N	3 套	
10	手动球阀	Class300 DN250 L245N	1 套	
11	手动球阀	Class300 DN25 L245N	1 套	
12	手动球阀	Class300 DN50 316L	4 套	
13	手动球阀	Class300 DN25 316L	2 套	
14	节流截止放空阀	Class1500 DN50 L245N	1 套	
15	节流截止放空阀	Class300 DN50 316L	4 套	
16	平板闸阀	Class300 DN150 316L	3 套	
17	平板闸阀	Class300 DN100 316L	1 套	
18	平板闸阀	Class300 DN50 316L	1 套	
19	截止阀	Class1500 DN80 L245N	1 套	
20	阀套式排污阀	Class300 DN150 316L	1 套	
21	阀套式排污阀	Class300 DN50 316L	1 套	
22	柔性复合管	PN2.5MPa D176×13mm	100m	
23	柔性复合管	PN2.5MPa D122×11mm	100m	
24	L245N 无缝钢管	Class1500 DN50 L245N	150m	
25	L245N 无缝钢管	Class900 DN80 L245N	150m	
26	L245N 无缝钢管	Class300 DN50 L245N	100m	
27	L245N 无缝钢管	Class300 DN150 316L	100m	
28	316L 无缝钢管	Class300 DN100 316L	100m	
29	316L 无缝钢管	Class300 DN50 316L	50m	
30	316L 无缝钢管	Class300 DN25 316L	10m	
31	316L 无缝钢管	Class150 DN150 316L	100m	

32	316L 无缝钢管	Class150 DN50 316L	100m	
33	A333.6 无缝钢管	Class150 DN100	120m	
34	A333.6 无缝钢管	Class150 DN50 A333.6	120m	

②地面生产存在问题及改造建议措施

克拉 2 气田在生产过程中存在的问题及提出改造措施如表 3.2-19 和表 3.2-20 所示。

表 3.2-19 地面集输系统存在问题分析及建议改造措施

序号	问题名称	问题描述	建议措施	实施后达到的预期效果
1	单井流程不能满足地面核水要求	KL2-12、KL2-1、KL2-2、KL2-4、KL2-7 、 KL2-8 、 KL 2-11 、KeS2-1-11 等 8 口单井出水，每口单井每年开展 2 次地面计量，部分高产井需加强对水侵的监测。地面计量设备从超压放空球阀与闸阀之间的短接接入，从支线放空节流阀和闸阀之间短接回收（KeS2-1-11 井拆除孔板及短接）。管线连接和拆装时，单阀截断不满足油田管理规定，现场需关井泄压，操作不方便、工作量较大、风险较高、影响产量。	将 5 口单井超压放空球阀与闸阀之间的短接改为三通加预留阀（加支撑），将支线放空节流阀和闸阀之间短接改为三通加预留阀（加支撑），便于连接和拆除核水流程。对克深 2-1-11 井流程进行改造，增加计量预留阀。	实现不关井泄压连接地面计量流程，增加产量，降低现场施工风险，方便操作、降低工作量。
2	单井超压放空安全阀运行维修不方便	目前克拉区块有 21 座井站所用超压放空安全阀为安德森（进口）先导式安全阀或弹簧式安全阀，其中 18 支安全阀已使用 15 年左右，目前已无上述品牌的备品备件，一旦安全阀损坏无法维修或更换。	将目前克拉区块 21 座井站所用进口品牌的超压放空安全阀更换为国产品牌弹簧式安全阀。	故障后维修、更换方便、维修费用低
3	单井火炬点火器线路老化	目前克拉区块 19 口单井火炬点火器线路导线没有绝缘层，绝缘子损坏频繁无法更换，存在导线搭铁风险且损坏后火炬点火器不能正常点火，严重影响现场安全生产运行。	将目前克拉区块 19 口单井火炬点火器线路导线更换为绝缘导线，并对绝缘子进行更换。	消除了导线搭铁导致火炬带电风险以及损坏后火炬点火器不能正常点火的隐患，保证了现场放空安全。
4	单井内漏阀门较多不能实现有效截断	站外工艺阀门内漏较多（克深 6 出站球阀、克拉 2-H1 阀室球阀、克拉 204 至东发 204 至东发闸阀、克拉 2-12 出站球阀、克拉 2-12 阀室轨道球阀、克拉	对内漏阀门进行更换	设备设施抢维修过程中，能保证有效的能量隔离，降低安全隐患

序号	问题名称	问题描述	建议措施	实施后达到的预期效果
		2-11 出站球阀、克拉 2-H16-克拉 2-2 闸阀、克深 603 阀室单流阀、克拉 2-8 阀室轨道球阀、克拉 2-8 井站出站阀、克深 605 阀室单流阀、克深 605 阀室球阀等），加重了阀门冲蚀的程度，减少阀门的使用寿命。并且在设备设施抢维修过程中，不能保证有效的能量隔离，存在较大的安全隐患，需维修或更换。		

表 3.2-20 克拉处理站存在问题及建议改造措施

序号	问题名称	问题描述	建议措施	实施后达到的预期效果
1	集气装置集气汇管缺陷隐患	克拉 2 中央处理站集气装置区的 DN1200 集气汇管于 2004 年生产，目前已服役 17 年。严格按要求 3 年一检，每次都存在不同程度的缺陷，继续使用存在一定的安全风险。 2021 年度检修发现，集气汇管排污接管存在严重缺陷，为保障设备本质安全，经专家组讨论，需立即对接管进行更换。克拉处理站进站原料气均通过该集气汇管分配至 6 套脱水脱烃装置，对集气汇管排污接管进行更换需停运全站处理装置。5 月 25 日－6 月 2 日，在油田公司的大力协调下，克拉油气开发部全力以赴对该接管进行了更换。检修时间较原计划延长 10 天，影响了油田产量安排。 综上所述，该集气汇管是制约整个气田，乃至油田公司稳产上产的重要节点，因此，急需对集气功能进行完善，保障安全平稳供气。	对原集气汇管进行更换。在原汇管位置更换集气汇管，新集气汇管分为独立的两段，分别对应东西干线，两个汇管间采用阀门连通。北侧集气汇管对应西干线和 1#、2#、3#脱水脱烃装置，南侧集气汇管对应东干线和 4#、5#、6# 脱水脱烃装置。两段汇管任何一段无法投产，另一段结合第二处理站能保证 3000 万方/天的天然气处理能力。	实现安全平稳供气

序号	问题名称	问题描述	建议措施	实施后达到的预期效果
2	空冷器管束腐蚀隐患	中央处理站设置两套乙二醇再生装置，单套装置采用鼓风式水平空冷器对乙二醇再生塔塔顶气进行制冷，达到将高温塔顶气冷凝成液体的目的。塔顶气温度约 95℃，含有大量蒸汽水以及少量烃类物质和乙二醇，水中含有腐蚀性氯离子。塔顶空冷器翅片管两端焊接在管箱的侧面，翅片管材质为 20#碳钢，管箱材质为 Q345R 钢板。由于翅片管长期处在高温环境中并受到塔顶气的腐蚀，存在管壁越来越薄，最终造成管束泄露可能。一旦发生管束大面积刺漏，会造成环境污染。同时在两套乙二醇再生装置均因为翅片管大面积刺漏而无法启运时，乙二醇贫液罐液位降低，导致注入脱水脱烃装置乙二醇贫液量不足，J-T 阀出现冻堵，甚至造成必须停运脱水脱烃装置的可能，仅 2020 年空冷器就出现了 2 次腐蚀穿孔。	更换两套空冷器管箱、管束，材质为不锈钢。	解决空冷器管束腐蚀问题，保证装置安全平稳运行。
3	克拉处理站消防系统隐患	克拉处理站消防系统运行时间超过 15 年，老化严重，系统中存在漏点，消防稳压泵启停频繁消防系统 14 个界区阀门及泡沫罐进口阀及反冲洗阀存在内漏现象，故障处理时无法起到有效隔离。同时站内新建装置未配置相应的消防（消防栓、消防炮），存在比较严重的安全隐患。	1、更换消防系统 14 个界区阀（DN200，PN1.6 碳钢闸阀）、泡沫系统内漏阀门（1 个 DN150、PN1.6 碳钢球阀；3 个 DN150，PN1.6 碳钢蝶阀）及渗漏的消防管线； 2、在新建装置周边新增消防栓、消防炮。	解决消防系统内漏、消防炮消防栓缺失问题，确保消防系统正常平稳运行。
4	双火炬偏流、回火	目前克拉处理站一站、二站均有两套高压火炬，都未安	根据两站最大处理量对放空系统	实现两套高压火炬系统的独立运行，互不干扰，

序号	问题名称	问题描述	建议措施	实施后达到的预期效果
	隐患	装阻火器，且 2 个火炬有一定的高差，存在烟囱效应，导致运行中存在偏流现象。在火炬投运、天气恶劣时或大量放空时易出现单火炬熄灭，将空气抽入放空系统的情况，导致回火，造成火灾爆炸。	放空量进行核算，将放空系统改造为独立两路运行，并增加阻火器。	解决偏流、回火问题。
5	BDV 阀、J-T 阀无法隔离的隐患	目前站内原设计的 BDV 阀（一站 9 个、二站 5 个）及 J-T 阀（12 个）均未设计后手阀，当 BDV 阀及 J-T 阀出现故障时需单套停产或全厂停产后进行处理，无法对其进行单独隔离，不利于维修、更换及故障处理。	在 BDV 阀及 J-T 阀后安装后手阀。	实现对 BDV 阀及 J-T 阀本体的隔断功能，便于故障处理。
6	视频服务器容量不足的问题	克拉处理站一站（存储一站视频 79 路，存储采气井口视频 63 路）视频监控兼具防恐维稳的功能，但其存储时间不满足防恐维稳要求（防恐维稳要求监控时间储存达到 90 天，实际储存时间仅 78 天）。随着采气井数量的增多，会有更多的视频监控接入系统，将进一步减少了各支路视频的存储时间。	增加存储服务器和硬盘，整体优化视频接入服务器，整体增加每路视频的存储时间。	保证视频监控存储时间同时达到防恐维稳要求。
7	凝析油连通管线刺漏隐患	克拉处理站二站凝析油通过凝析油连通管线输送至一站进行装车外运，由于运行年限较长，连通管线腐蚀严重，发生刺漏频次增多，不仅影响生产还造成了环境污染。	停用二站至一站凝析油管线，对二站装车台进行改造恢复其装车功能。	消除凝析油连通管线刺漏风险，恢复二站装车台功能。
8	进站计量不完善的问题	克拉处理站负责克拉区块及克深部分区块的天然气处理，目前联络线进西干线及大北进站的天然气量均没有流量计进行计量，无法精确统计各区块的进气量，完成统计分析工作。	在克深克拉联络线各支线及大北进站新增流量计。	实现各区块进站的精准计量，便于统计分析。

3.2.4.4 管网布置

（1）集输工程内容

本工程新建采气管道共 5 条，燃料气管道共 5 条，气举管道 4 条。

表 3.2-21 采气管道一览表

名称	起点	终点	长度 m	管径	设计压力 MPa
克拉 2-H17 采气管道	克拉 2-H17 井场	已建克拉 2-11 采气管道	250	DN150	14
克拉 2-H18 采气管道	克拉 2-H18 井场	已建克拉 2-4 采气管道	600	DN150	14
克拉 2-H19 采气管道	克拉 2-H19 井场	已建克拉 2-5 采气管道	720	DN150	14
克拉 2-H20 采气管道	克拉 2-H20 井场	已建克拉 2-7 采气管道	400	DN150	14
克拉 2-H21 采气管道	克拉 2-H21 井场	已建克拉 205 采气管道	700	DN150	14
克拉 2-13 补气管道	克拉 2-9 清管站	克拉 2-13 气举排水井	1300	DN50	14
克拉 204 补气管道	克拉 2-1 清管站	克拉 204 气举排水井	3700	DN50	14
克拉 2-10 补气管道	克拉 204 补气管道	克拉 2-10 气举排水井	200	DN50	14
KL2-12 气举管道	KL2-10 气举管道	KL2-12 气举排水井	1600	DN50	18
KL2-9 燃料气管道	克拉 2 中央处理站	KL2-9 井场	5600	DN25	2.5
KL2-8 燃料气管道	KL2-9 燃料气管道	KL2-8 井场	200	DN25	2.5
KL2-11 燃料气管道	克拉 2 中央处理站	KL2-11 井场	4400	DN25	2.5
KL205 燃料气管道	KL2-9 燃料气管道	KL205 井场	1100	DN25	2.5
KeS603 燃料气管道	KL2-11 燃料气管道	KeS603 井场	1200	DN25	2.5

本工程气田水转输管道详见表 3.2-22 所示。

表 3.2-22 气田水转输管道一览表

名称	起点	终点	长度	管径	设计压力
			km		MPa
气田水转输西干线 A 段	克拉 203 井场	克拉 2-13 井 T 接点	1.3	DN50	2.5
KL2-12 输水管道	KL2-12 井场	克拉输水东干线	1.6	DN80	2.5
气田水转输西干线 B 段	克拉 2-13 井 T 接点	克拉 2 中央处理站	4.0	DN80	2.5
克拉 2-13 气田水转输管道	克拉 2-13 井场	气田水转输西干线	0.5	DN50	2.5
气田水转输东干线 A 段	克拉 204 井场	克拉 2-J204 井 T 接点	1.1	DN80	2.5
气田水转输东干线 B 段	克拉 2-J204 井 T 接	克拉 2-10 井 T 接点	0.6	DN100	2.5

名称	起点	终点	长度	管径	设计压力
			km		MPa
	点				
气田水转输东干线 C 段	克拉 2-10 井 T 接点	克拉 2 中央处理站	7.6	DN125	2.5
克拉 2-J204 气田水转输管道	克拉 2-J204 井场	气田水转输东干线	0.2	DN80	2.5
克拉 2-10 气田水转输管道	克拉 2-10 井场	气田水转输东干线	1.2	DN80	2.5

（2）气田水转输管道（16.8km、30km？）

（3）气田采出水回注管网

本项目气田采出水回注管道类型统计见表 3.2-23。

表 3.2-23 气田采出水回注管道工程

序号	管道名称	距离	备注
1	供水总线 DN250 8MPa（克拉处理站至第一分水点阀池 1）	21km	其中考虑 2km 冲洪沟道采用双面衬塑管，穿越处 0.5km 采用双面衬塑管，其他段采用玻璃钢管，即 18.5km 玻璃钢管、2.5km 双面衬塑管。
2	供水支管 1 线 DN200 8MPa（第一分水点阀池 1 至阀池 2）	19km	零散考虑 4.5km 穿越距离采用双面衬塑管，其他段采用玻璃钢管，即 14.5km 玻璃钢管、4.5km 双面衬塑管。
3	供水支管 2 线 DN150 8MPa	10km	8km 玻璃钢管、2km 双面衬塑管。
4	供水支管 3 线 DN200 5.5MPa	9.5km	8.5km 玻璃钢管、1km 双面衬塑管。
5	供水支管 4 线 DN150 5.5MPa	8.5km	6.5km 玻璃钢管、2km 双面衬塑管。
6	供水支管 5 线 DN150 5.5MPa	8km	6.5km 玻璃钢管、1.5km 双面衬塑管。
7	克拉 3-2W 井管道 DN100 5.5MPa	10km	6.5km 玻璃钢管、3.5km 双面衬塑管。
8	克拉 3-3W 井管道 DN100 5.5MPa	10km	6.5km 玻璃钢管、3.5km 双面衬塑管。
9	克拉 3-4W 井管道 DN100 5.5MPa	8.5km	6km 玻璃钢管、2.5km 双面衬塑管。
10	克深 16 井管道 DN100 5.5MPa	7.5km	4.5km 玻璃钢管、3.0km 双面衬塑管。
11	克拉 301H 井管道 DN100 5.5MPa	7.0km	4.5km 玻璃钢管、3.0km 双面衬塑管。
12	克拉 3、克拉 3-1W、克拉 3-5W、克拉 3-6W 单井管道 DN100 5.5MPa	5km	2.5km 玻璃钢管、2.5km 双面衬塑管。

管网示意见图 3.2-7。

（2）管道敷设

1.管道敷设

气田区供水管道埋地不保温敷设，管顶覆土深度不小于1.2m。

2.管沟开挖

工程建设区域浅部地层岩性主要为由粉砂质、砂砾石质及可塑的粉质粘土等构成，管沟坡比设计为1：0.5。管道下底面以下100mm至管道上顶面以上300mm之间区域应采用细土回填，管顶300mm后采用管沟开挖原土回填。管沟回填土需每隔0.3m分层夯实。

3.管道与其它构筑物平行或交叉

管道与已建外加电流阴极保护的管道平行敷设时，二者的距离不小于l0m。当小于l0m时，新建管道在距离小于l0m内的管段及其两端各延伸10m以上管段，做特强级防腐。

管道与已建管线交叉敷设时，二者之间的垂直净距不小于0.3m。当小于0.3m时，中间必须设有坚固的绝缘隔离物，确保其不接触。双方管道在交叉点两侧各延伸l0m以上的管段上，做特强级防腐。

管道与已建电力、通信电缆交叉敷设时，其垂直净距不小于0.5m。当小于0.5m时，中间必须设有坚固的绝缘隔离物，确保其不接触。双方管道在交叉点两侧各延伸l0m以上的管段上，做特强级防腐。

管道与已建电力、通信电缆平行敷设时，二者之间净距不小于10m，当小于10m时，管道在距离小于l0m内的管段及其两端各延伸10m以上管段，做特强级防腐。

4.管道穿越

管道沿途与克孜尔河、小型自山上而下的冲洪沟渠、气田区交通道路发生多次穿越，具体穿越和做法说明如下：

①穿越小型冲刷水渠采用大开挖穿越方式，穿越处采用钢质套管保护，套管距渠底最大冲刷面距离距离＞1m，套管长度超出渠坡脚边界2m，本项目累计穿越冲刷水渠共计8处，总计穿越距离80m。

②穿越河道采用大开挖穿越方式，套管距渠底最大冲刷面距离＞0.5m，套管长度超出渠边界3m。共计穿越克孜尔河1次，穿越地点与已建克拉3井管道穿越地点临近，总穿越距离300m。

③管道穿越Ⅰ、Ⅱ级公路、油田公路、巡检碎石路等应加保护套管，征地属

地同意后优先采用大开挖方式穿越，次而代之为顶管穿越、夯管穿越、定向钻穿越。套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m。本项目累计穿越气田公路共计 3 处，穿越碎石道路 9 处。总穿越距离 192m。其中穿越气田区公路按照顶管穿越考虑，穿越碎石道路按照大开挖穿越设计。

5.防洪及水工保护

本项目线路管道，穿越冲洪沟 8 处，自山上而下的冲洪沟深 0.8m，平均宽 1.5m 左右，主要是下雨时会有水流通过；穿越克孜尔河 1 处，穿越长度为 300m，穿越段采用套管保护，套管规格 D356×8，供水管道采用 DN200、DN100 双面衬塑管。

1.水工保护设计

①冲沟穿越地段

根据沿线区域的地形特点，管道通过冲沟位置，可采用大开挖沟埋方式穿越，建议管顶覆土厚度≥2.0m，对破坏的堤岸恢复原貌，并根据具体情况在冲沟两侧扰动区域设置混凝土挡墙或护坡，以防止冲沟洪水对管道造成威胁。为了加强管道穿越地段抗冲刷能力，在管顶回填的过程中布设一定的抗冲刷保护措施，管顶覆土采用中砂回填并人工夯实，管沟回填所用中砂料由管沟开挖料筛分获得，中砂上部回填管沟开挖料，并分层夯实。在冲沟河床表面管沟开挖范围内铺设浆砌石过水面或钢筋石笼护底，以增强河床断面的抗冲刷能力。

②水域穿越地段

由于管道开挖改变了原始冲沟河床及河岸自然状态，为保证管道运行安全及满足水土保持要求，对于管道穿越水域段必须做抗冲刷设计、及护坡设计等。抗冲刷设计的思路为：将管道埋设在冲刷深度以下以及在管顶做一定抗冲刷保护措施。根据冲刷深度计算，并考虑原河床被扰动后，抗冲能力相对减弱，同时参考有关类似地质条件的穿越工程的情况确定管道埋设深度。

管道穿越克孜尔河 1 处，穿越长度 300m，穿越段采用套管保护，套管规格 D356×8，克孜尔河属于大型河流，在穿越段采用大开挖穿越，管道埋深 8.5m（在冲刷深度以下），管顶表面覆土采用浆砌石过水面保护，水域地段管沟上方采用中砂回填并人工夯实。根据规范 GB50423 要求，需要进行稳管计算。在管道上做混凝土配重块，保证管道在穿越段的重量。

为防止洪水淘刷河岸，必须对穿越断面的河岸进行相应保护，同时为了防止洪水对河岸坡的反向淘刷，在岸坡护砌段的两端设置裹头，并伸入河岸。

3.2.4.5 气田水处理系统

根据克拉区块采出水水质现状，克拉 2 中央处理站已有采出水处理系统已不适用现状的采出水水质，本工程考虑新建采出水处理系统，利旧部分设施。采出水处理区域内地势平坦，空地充足，且预留有扩建采出水处理装置场地，站内有比较完善的公用系统，能够满足扩建采出水处理系统需求，区域位置图见图 3.2-8。

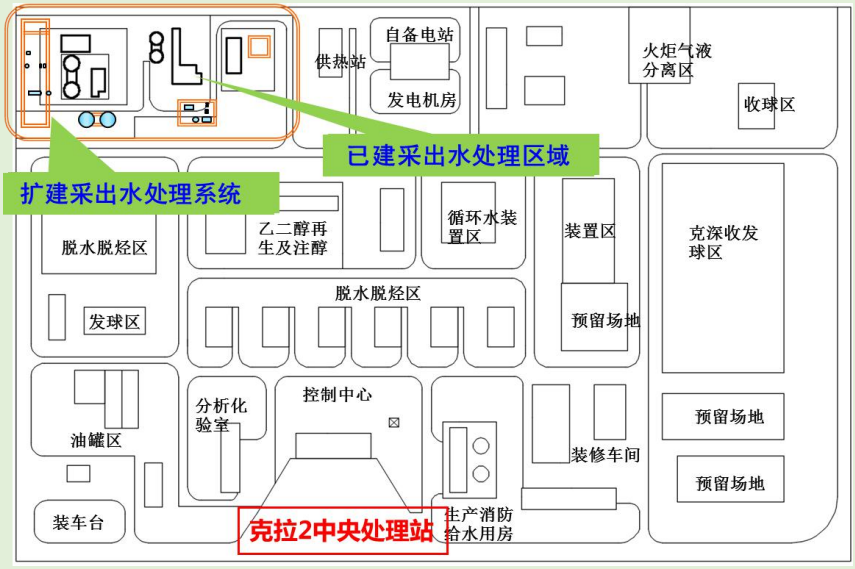

图 3.2-8 采出水处理区域位置

选择克拉 2 中央处理站建设采出水处理系统，需考虑将克深处理站剩余未处理的采出水转输至克拉 2 中央处理站，最大转输采出水水量为 3960.73m^3/d。同时克深处理站利旧已有重力沉降罐用作克深区块剩余采出水的缓冲及调储罐，新建气田采出水转输水泵，其他已有采出水处理设施正常使用。克拉 2 中央处理站大部分设施利旧，新建采出水处理系统和克深处理站已有采出水处理系统单独管理。处理达标的采出水进行地层回注，规划部署新建回注井位于克拉 3 区块。

克拉 2 中央处理站新建设计规模 6000m^3/d 采出水处理装置。

根据基础资料章节采出水水质分析结果，同时考虑原水水质油、悬浮物波动较大的工况，综合考虑气田采出水处理系统的建设成本，以及对未来水质变化的适应性，确定本工程气田采出水设计原水水质，按照表 3.2-24 考虑。

表 3.2-24 克拉区块气田采出水原水水质

项目	含油量 (mg/L)	悬浮物 (mg/L)	Cl^- (mg/L)	pH 值	水温（℃）
指标数值	≤1200	≤1400	81706.4	6.07	25～35

气田采出水处理系统出水水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求和地质部门提供的回注地层类型、孔隙度和渗透率等参数要求。

本工程气田采出水处理后，用于地层回注。根据项目委托要求，依据《克深 2-2-9、克深 106、克深 601 三口井临时采出水回注水质指标》，参考《气田水回注方法》，确定气田采出水回注水质中的悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值和含油量指标；参考《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》和《塔里木油田注水水质指标》，确定气田采出水回注水质中的平均腐蚀速率、点腐蚀速率和硫酸盐还原菌指标。经采油气所论证，克深、克拉区块采出水处理系统设计出水水质指标见表 3.2-25。

表 3.2-25 采出水处理系统出水水质指标

序号	项目	指标
1	悬浮固体含量，mg/L	≤15
2	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤10
3	含油量，mg/L	≤30
4	平均腐蚀速率，mm/a	≤0.05
5	点腐蚀，mm/a	≤0.076
6	硫酸盐还原菌，个/mL	≤25

平面布置图如下：

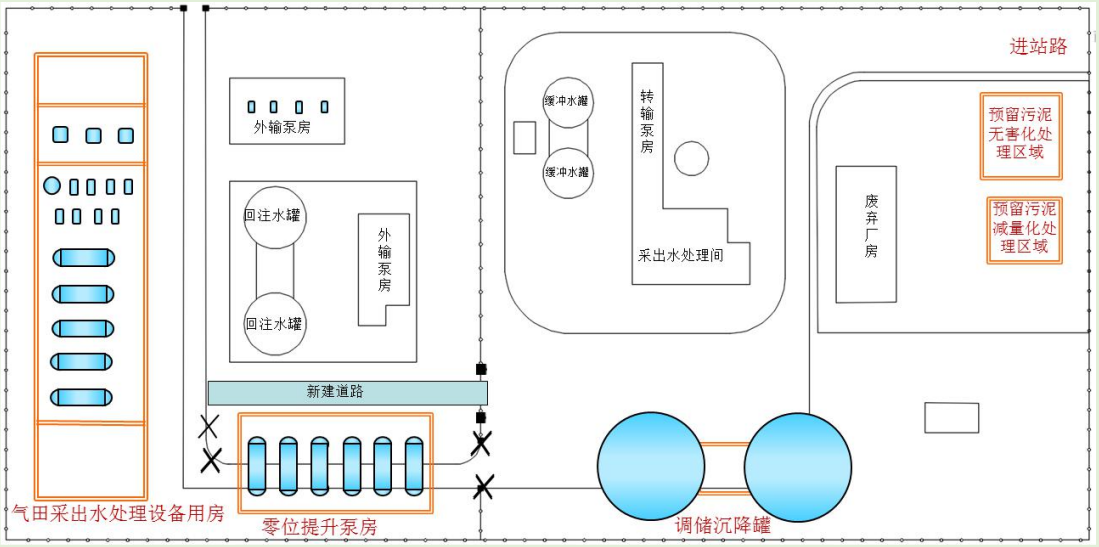

图 3.2-9 采出水处理系统平面布置图

3) 主要设备

克深、克拉采出水处理系统合建方案主要工作量见表 3.2-26。

表 3.2-26 采出水处理系统合建主要工程量表

序号	设备名称	设备规格	数量
	克拉 2 中央处理站采出水处理系统		
1	药剂混合反应橇	处理水量：135m³/h	2 套
2	高效油水泥分离器	处理水量：135m³/h	2 套
3	喷射气浮装置	处理水量：135 m³/h	2 套
4	核桃壳过滤装置	处理水量：135 m³/h	3 套
5	双滤料过滤装置	处理水量:70 m³/h；并利旧 2 台双滤料过滤器，单台处理水量：35m³/h	4 套
6	组合式加药装置	流量：315~800L/h	1 项
7	调储沉降水罐	有效容积：3000 m³	2 座
8	缓冲水罐	容积：200 m³，利旧已有外输水罐和反冲洗回收水罐	2 座
9	回注水罐	容积：500 m³，利旧已有气田水罐	2 座
10	一级变频增压泵	流量:300m³/h，扬程: 35m	2 台
11	二级变频增压泵	流量:300m³/h，扬程: 35m	2 台
12	反冲洗水泵	流量:200m³/h，扬程: 30m	3 台
13	卧式收油罐	有效容积：102 m³	1 座
14	卧式零位罐	有效容积：102 m³	1 座

15	污泥回收罐	有效容积：102 m^3	2 座
16	零位提升泵	流量:100m^3/h，扬程: 30m	2 台
17	恒压清洗设备	流量:10m^3/h，扬程: 50m	1 套
18	污油提升泵	流量:50m^3/h，扬程: 30m	2 台
19	污泥提升泵	流量:40m^3/h，扬程: 30m	2 台
20	气体脱汞装置	处理量：3000 m^3/h	2 套

3.2.5 原辅材料

3.2.6 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.6.1 给排水工程

（1）给水

新建井场无人值守，施工生活用水从克拉水源站采用清水罐车拉运供给。

（2）排水

营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至克拉 2 中央处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用。

3.2.6.2 供配电工程

新建 5 口采气井场均由内部集输 10kV 东西干线上就近 T 接单回 10kV 线路供电。电力线路导线规格均采用 JL/G1A-70/10，线路长度均为 0.5km。

4 座气举排水井利用站内已建的 10kV 电力线路供电，新建 1 座电泵排水井依托 10kV 内部集输东干线新建 1 回 10kV 线路供电，线路长度约为 1.5km，导线规格采用 JL/G1A-70/10。

老井改造新增电加热器均利用站内已建 10kV 线路供电，同时将站内已建 10/0.4kV 30kVA 箱式变电站 1 座更换为 10/0.4kV 160kVA 杆上式变电站 1 座，并新增低压配电柜 1 面，以保证站内现有负荷及新增电加热器的供电需求。

克拉 2 中央处理站内分离器等改造新增电伴热利用空氮站变电站 10/0.4kV 变电站低压配电柜的备用回路供电。

回注井场电源均依托康村 110kV 变电站（国家电网），新建 1 座 35kV 1×5MVA 变电站供电，采用新建 10kV 架空线路配电，每座注水井场新建 1 座 10/0.4kV 箱

变配电；各井场仪表配电间均设 1 套 3kVA UPS 不间断电源装置为通信、自控系统用电负荷提供电源，UPS 供电时间不小于 2h。

克拉 2 中央处理站扩建的 6000m^3/d 采出水处理装置用电由 10kV 中心变电所及控制室内两端母线处均新增 1 面低压配电柜供电。

3.2.6.3 自控工程

1.井场采用“RTU+现场仪表”的控制模式完成站场工艺过程参数、设备运行状态以及井站上传信号的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU 通过光纤通信方式将数据上传至克拉 2 处理站控制中心 SCADA 系统进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行克拉 2 处理站 SCADA 系统下达的远程控制指令。

2.克拉 2 中央处理站新增的气田水处理装置、液液分离器等仪表设备信号进入已建 DCS/SIS/FGS 系统，对克拉 2 中央处理站原控制系统进行扩容，并完成 DCS/SIS/FGS/SCADA 系统编程组态。

3.2.6.4 通信工程

本工程各工艺站场的 RTU 数据与视频图像、语音等数据采用物理隔离的两个网络上传至克拉 2 中央处理站。RTU 数据与其他传输业务分别各采用 1 套基于 IP 技术的工业以太网系统承载。

本工程新建光缆为：

1.新建的采气井及电泵排水井通信光缆采用 12 芯的 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与 10kV 电力线路同杆架空敷设，长度约 7.8km。

2.新建回注井场主干光缆，分别采用 72 芯、48 芯、24 芯铠装光缆与新建工艺管道同沟敷设，光缆长约 76km。新建回注井支线光缆，采用 8 芯支线光缆，Π接至主干光缆上，利用纤芯形成环网。支线光缆长约 48km。

3.2.6.5 道路工程

本工程新建 5 条采气新井伴行道路 3.1km、1 条排水井伴行道路 1.2km，回注井伴行道路 43.7km；均按四级道路单车道标准建设。

3.2.6.6 防腐设计

（1）线路管道外壁防腐

①采气管线和补气管线

根据管道运行工况、管道沿线所经地质情况，结合防腐层预制能力，为保证管道防腐效果，推荐直管段采用三层 PE 常温型普通级防腐层。

补口采用带配套环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。补伤采用热熔修补棒、聚乙烯补伤片或辐射交联聚乙烯热收缩带。

推荐热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）搭接包覆。

三层 PE 防腐层、聚乙烯热收缩材料的性能指标等应符合 GB/T 23257-2017《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》的规定。不锈钢表面处理时，不应采用含有铁、铜、氯等对不锈钢表面性能有影响的磨料。

②柔性复合管

气田水转输管道采用高压输送柔性复合管，推荐其钢转接头部位根据连接形式，采用粘弹体防腐材料或聚乙烯胶粘带进行防腐。材料指标应符合 SY/T 7036-2016《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》和 SY/T 0414-2017《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》的规定。

（2）厂、站、阀室管道及设备防腐层

①埋地管道外壁防腐

1.厂、站、阀室内，埋地管道管径较多，且长度各异，为了尽可能地提高埋地管道的可靠性，推荐Ø168.3、Ø60.3 的原料气埋地管道采用相同管径线路管道的防腐层类型，采用三层 PE 常温型加强级；补口和热煨弯管防腐层与线路管道的补口和热煨弯管防腐层一致。

2.埋地放空气管道长期运行温度≤20℃，不保温，其管道及管件推荐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.其余埋地钢质管道、三通、短接、弯头等防腐采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

4.无溶剂液体环氧涂料性能应符合 SY/T 6854-2012《埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准》的规定；厚胶型聚乙烯胶粘带性能指标应符合 SY/T 0414-2017《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》的规定。

②站内立管出入地部位防腐

站内立管出入地部位宜保留原埋地管道防腐层，且防腐层应露出地面之上200mm，再在管道出入地面上下各 250mm 管段防腐层表面，用铝箔胶带进行耐候处理防护，铝箔胶带厚度≥0.8mm。铝箔胶带的性能指标、施工要求及质量检验应符合 SY/T 7036-2016《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》的要求。

③地面管道及设备防腐

1.推荐地面不保温的不锈钢管道及设备外壁不实施防腐。

2.运行温度处于-35℃≤T≤100℃的地面非保温碳钢、低合金钢管道及设备推荐防腐层结构采用环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆。

3.运行温度处于-35℃＜T≤200℃的地面保温管道及设备推荐防腐层结构采用耐高温环氧酚醛涂料底漆+耐高温环氧酚醛涂料面漆。

4.涂料性能指标详见 SY/T 7036-2016 的相关要求；涂色应执行 SY/T 0043-2020《石油天然气工程管道和设备涂色规范》、《中国石油天然气股份有限公司油气田站场目视化设计规定》（油勘〔2017〕374 号）和业主方的要求。

④非标设备内壁防腐层

1.需实施内防腐的设备概况

本工程需实施内防腐的设备概况详见表 3.2-27。

表 3.2-27 本工程需内防腐的设备概况

序号	设备名称	介质	数量/台	所属区域	操作温度/℃	备注
1	PN2.5MPa DN1000×5000 气液分离器	湿原料气、气田水 Cl^-：100000mg/L	1	气举排水井	55	卧式，无需焊后热处理

2.内壁涂料选用

结合设备长期运行参数、设备运行需求、涂料性能、以及类似工程的实施经验，推荐本工程非标设备内壁采用环氧酚醛涂料普通级防腐层，涂层结构：环氧酚醛底漆＋环氧酚醛面漆。涂料性能指标要求应执行 SY/T 0319-2012《钢质储罐液体涂料内防腐层技术标准》的规定。

⑤非标设备内壁阴极保护

根据 GB/T 50393-2017《钢质石油储罐防腐蚀工程技术标准》关于设备内壁阴极保护设计的考虑因素，结合本工程非标设备内壁长期运行工况，推荐上述设

备内壁采用铝合金阳极进行保护。根据设备尺寸，推荐铝合金阳极规格：22kg/块（A11C-2 型）。

铝合金阳极材料、化学成分和电化学性能应符合 GB/T 4948-2002《铝-锌-铟系合金牺牲阳极》的规定。

当采用硫酸铜参比电极时，保护电位应为-0.85V～-1.1V。

经初步计算，阳极安装规格及数量见表 3.2-28。铝阳极化学成分及电化学性能应符合 GB/T 4948-2002《铝-锌-铟系合金牺牲阳极》的要求。

表 3.2-28 设备内壁阳安装数量

序号	设备名称	单台设备铝合金牺牲阳极块/22kg	单台设备保护电流/A	设备台数
1	PN2.5MPa DN1000×5000 气液分离器	4	0.9	1

3.2.6.7 消防

各采气井场、排水井场、回注井场、阀室均为五级站，不设消防给水设施，在站内可能发生火灾的各类场所，根据火灾种类、危险等级分别配置一定数量的移动式灭火器材，以便扑灭初期零星火灾。

克拉 2 中央处理站新建气田水处理装置、液液分离器区需设置消防给水系统。可依托克拉 2 中央处理站已建完善的消防给水系统。在新建装置区各单元配置适量的手提式灭火器。

3.2.7 依托工程

（1）克拉 2 中央处理厂

本项目采出气液混输至克拉 2 中央处理厂进行处理。克拉 2 中央处理厂包含于“西气东输塔里木气田开发建设工程”内，《西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书》于 2002 年 2 月取得原国家环境保护总局批复（环审[2002]20 号，详见附件 2），之后于 2005 年 11 月通过竣工环保验收（环自验[2005]21 号，详见附件 3）。

① 总工艺流程

克拉 2 中央处理厂天然气处理规模为 $3000\times10^4Nm^3/d$（$99\times10^8Nm^3/a$），设置 6 套脱水脱烃装置，单套装置的处理量为 $500\times10^4Nm^3/d$，装置采用高压注醇、

J-T 阀节流制冷处理工艺。克拉 2 中央处理厂脱水脱烃装置于 2013 年进行了改造，该改造工程包含于“克拉苏气田克深区块地面建设工程”中，改造内容为：在低温分离器液相出口设置 1 台沉降罐；在产品气管线增加 1 座脱固体杂质吸附塔和 1 台干气粉尘过滤器及配套系统；乙二醇再生及注醇装置改造等。克拉 2 中央处理厂已建乙二醇再生及注醇装置规模为 11240kg/h，处理 6 套脱水脱烃装置的 MEG 富液。年生产时间为 8000 小时。由于 6 套脱水脱烃装置中低温分离器分离的低温醇烃混合液经导热油加热后（温度从-30℃升高到 50℃）进入三相分离器分离，没有很好地利用低温醇烃液的冷量；再生塔顶冷却器采用循环水冷却，循环水易结垢，加大了管理难度。改造时在该单元增设了三相分离器，将低温分离器出来的醇烃液经醇烃液加热器加热到 0℃，进行初步分离后进入新增三相分离器进行进一步分离；将塔顶冷却器改造为空冷器；更换乙二醇贫富液换热器及贫液冷却器。克拉 2 中央处理厂脱水脱烃装置改造后，干气出装置条件：压力：7.3MPa，温度：25℃；微量固体杂质：≤28000ng/m^3。

② 生产废水处理

克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为 500m3/d，主要处理来自中央处理厂及第二处理厂的集气装置气-液、液-液分离器分离出的气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等。处理工艺采用沉降分离+气浮除油+过滤，以去除废水中的污油及悬浮物。克拉 2 作业区于 2014 年 1 月建成气田水回注系统，目前产生的气田水可全部回注，不排入外环境。

③ 生活污水处理

克拉 2 气田生活公寓一体化生活污水处理设施设计处理规模为 300m^3/d，处理工艺采用化粪池+调节池+生化处理工艺，生活污水经处理后，出水水质可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）新污染源二级标准限值要求，夏季用于绿化，冬季排入生活污水蒸发池。

④依托可行性分析

克拉 2 中央处理厂设计天然气处理能力为 3000×10^4m^3/d，目前实际处理量约为 1786×10^4m^3/d，仍有 1214×10^4m^3/d 的富裕量，能满足本工程所产天然气（150×10^4m^3/d）的接入及处理需求。

克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为 500m³/d，现状实际处理量约为 350-450m³/d，尚有部分富裕量，能够满足本工程采出水（最大产生量为 20m³/d）的处理需求。

克拉 2 气田生活公寓一体化生活污水处理设施设计处理规模为 300m³/d，现状实际处理量约为 190m³/d，尚有较大富裕量，能够满足本工程施工期生活污水（25.5m³）的处理需求。

（2）克深地区固废填埋场

克深蒸发池及固废处理场同址建设，建设地点为：阿克苏地区拜城县赛里木镇，工程中心点坐标为：北纬 41°51′02″，东经 82°08′55″。

克深地区固废填埋场共计 10 个垃圾池，有效容积 2 万 m³，其中 8 个工业垃圾池容积 1.6 万 m³，2 个生活垃圾池容积 0.4 万 m³。《克深地区固废填埋场及污水蒸发池工程环境影响报告表》于 2010 年取得阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2010]349 号）。

目前固废填埋场工业垃圾池已基本填满，不能继续接受工业固体废物。生活垃圾池还有余量 0.3 万 m³。本工程施工期生活垃圾产生量为 0.3t，可依托该生活垃圾池处理。

（3）克深地区天然固废填埋场

克深地区天然固废填埋场建设地点位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，厂址中心坐标为：北纬 41°55′23.8″，东经 82°27′12.5″。《克深地区天然固废场工程建设项目环境影响报告表》于 2012 年 7 月取得阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2012]361 号，详见附件 5），之后于 2014 年 6 月取得竣工环境保护验收批复（阿地环函字[2014]249 号，详见附件 6）。

克深天然固废填埋场按照现有天然洼地，进行填挖、防渗处理，池内根据天然洼地地势进行分割，总容积 30 万 m³。该填埋场全部为工业固废场，主要处理钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后的一般固体废物以及其他一般工业固废。

目前克深天然固废填埋场尚有余量约 260000m³，可接纳本工程施工期产生的一般工业固体废物。

（4）克拉苏钻试修废弃物环保处理站

本工程产生的井下作业固废运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程包括哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块 7 个厂区。工程于 2016 年 11 月取得环评批复（新环函[2016]1626 号，详见附件 7）。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，地理坐标为：东经 81°31′47.33"、北纬 41°42′33.37"，是为处理周边区域油气田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m^3/d，钻试修废水处理规模 300m^3/d。占地面积约 99725m^2，站址由西向东依次为 15000m^3 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m^3 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

钻井聚磺泥浆体系固废处理采用高温氧化处理技术，即通过高温氧化窑内的高温环境（850℃以上）使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。

钻试修废水处理拟采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足生产回注水质指标要求，用于作业区油田油层回注用水目前该处理站已建成试运营，可接收本工程产生的井下作业废水。

（5）克深 207 油基固废处理站

克深 207 油基固废处理站(简称“回收利用站”)位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，地理坐标为东经 82°26′14.18″、北纬 41°55′31.10″。项目建设一套 LRET 工艺处理系统及配套设施，年处理油基废钻完井液及固体物 20000m^3，最大可回收钻井油基泥浆 5300m^3。2014 年 5 月，自治区环境保护厅以新环函[2014]648 号文予以批复。2015 年 3 月自治区环境保护厅以新环函[2015]239 号通过竣工环境保护验收。2015 年 6 月，自治区环保厅向巴州新瑞石油科技有限公司颁发了《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”第一厂址位于克深 207 井西侧，其地理坐标为：东经 82°26′14.18″、北纬 41°55′31.10″，采用 LRET 工艺处理工艺，处理规模为 330m^3/d，

可以作为本项目油基泥浆钻井岩屑处理依托设施。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 日取得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(一厂、二厂)竣工环境保护验收意见。

LRET 生产工艺流程介绍

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

②抓斗机将废油基泥浆及固体物抓入除渣系统，将大颗粒岩屑去除；

③除渣后的油基泥浆进入离心分离机进行分离，将中小颗粒分离出来；

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

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

依托可行性分析

巴州新瑞油基废钻完井液资源综合回收利用站设计年处理能力 10 万 t(300 天)，660m^3/d。巴州新瑞油基废钻完井液资源综合回收利用站油基泥浆废弃物处理能力校核与适应性分析见表 3.2-29。

表 3.2-29 油基废钻完井液资源综合回收利用站油基泥浆废弃物处理能力校核与适应性分析表

站场	名称	设计规模（m^3/d）	现状处理量（m^3/d）	富裕量（m^3/d）	本项目需处理量（m^3/d）	适应性
			现状	本工程	合计	
油基废钻完井液资源综合回收利用站	油基泥浆废弃物	660	325	335	1.3	可以满足本工程油基泥浆废弃物处理要求

（5）塔里木油田绿色环保站

本工程运营期产生的油泥（砂）及清管废渣可依托塔里木油田绿色环保站处置。

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东，2011 年投入运营，占地面积 18560m^2，设计处理能力 10500m^3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m^3 含油污泥储存池一座。由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号 6528220033）总组织承包和运营。绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告，自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号（见附件 8）进行批复，新疆环境监测总站编制验收报告，自治区环保厅以新环函[2014]673 号（见附件 9）通过验收。

绿色环保站现状满负荷运行，根据生产状况，2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥 3 万 m^3（4.5×10^4t），绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $4.05\times10^4m^3$（6.075×10^4t）。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅“关于塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书的批复”（新环函[2017]2019 号，详见附件 10）。

目前“塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程”已建成，可以满足本工程油泥（砂）及清管废渣的处理需求。

（6）生活基地

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

3.3 工程分析

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及气田生产期的采气和油气集输处理过程、处理后采出水回注过程。

油气田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.3-1。

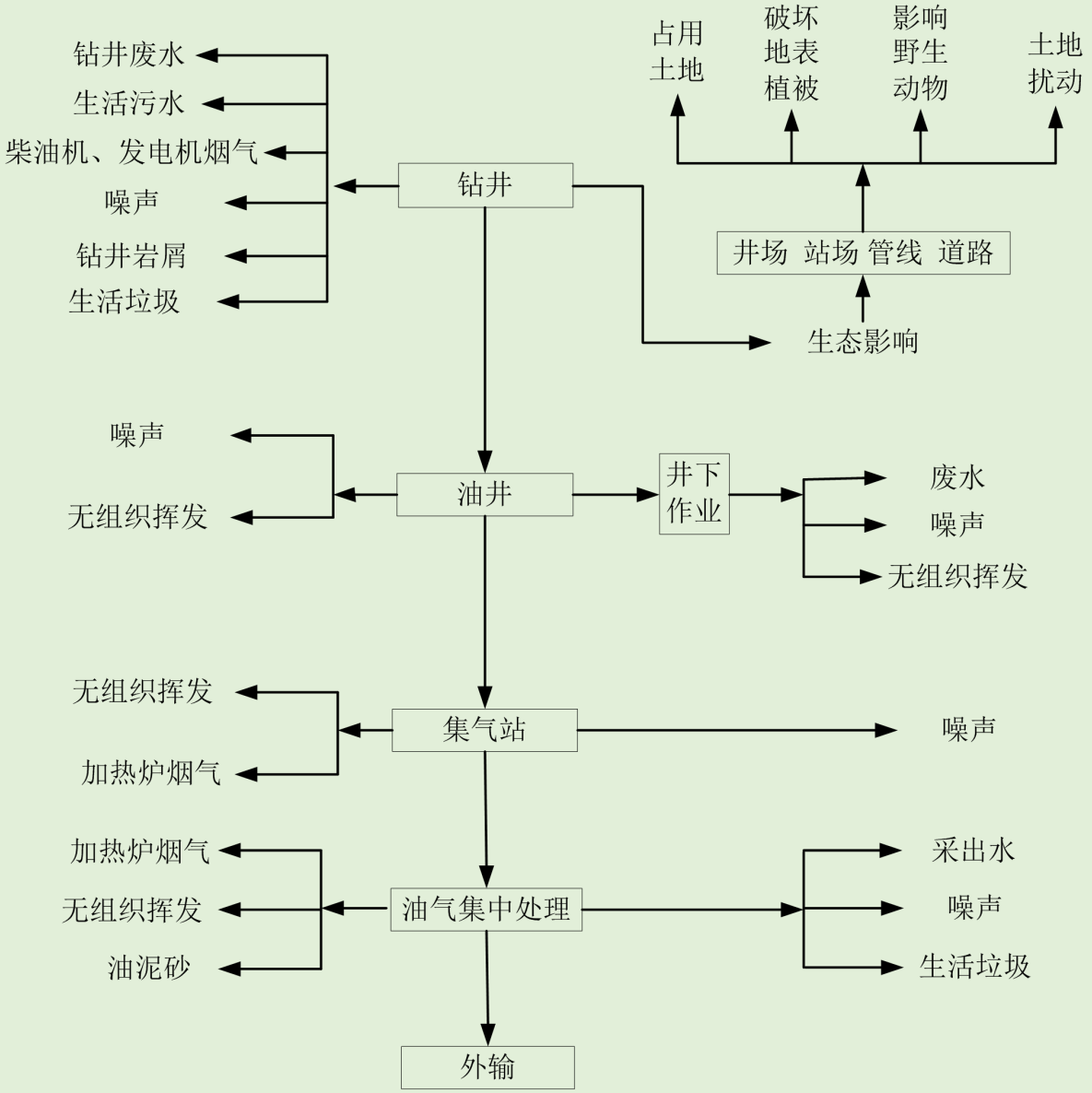

图 3.3-1 油气田开发过程污染物排放流程

3.3.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为钻井工程、地面工程和管线工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.1.1 钻井工程

本工程包含新钻井 11 口，井型为水平井，水平井钻完井周期 325 天。新钻井井深为 4158m，采用 ZJ70 钻机或以上级别钻机。钻井作业主要分为钻前工程(进场道路、井场平整、井场建设)、钻井工程(设备搬运及安装、钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分，其施工流程及排污节点见图 3.3-2。

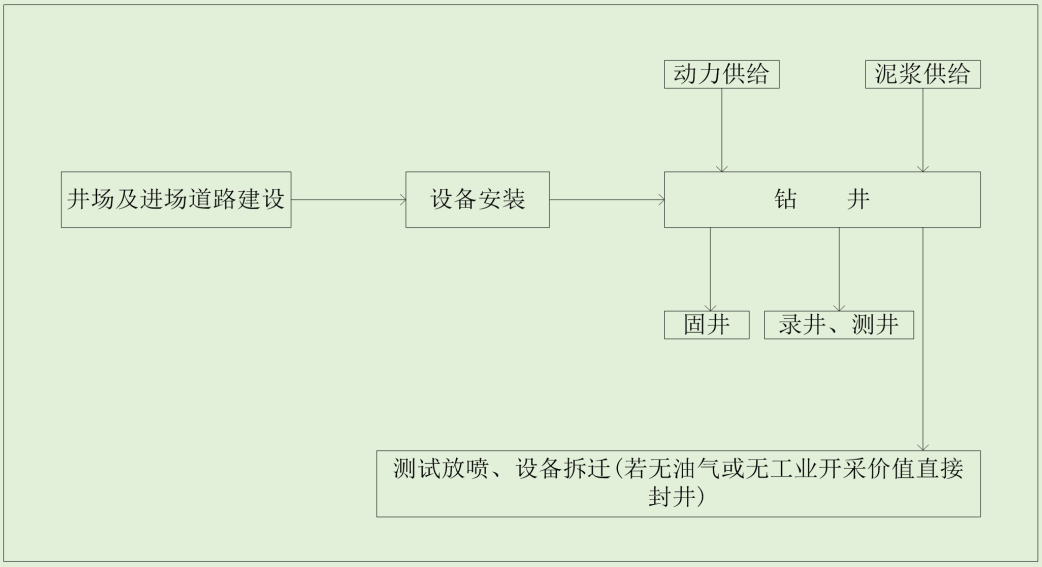

图 3.3-2 钻(完)井工艺流程图

（1）钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

①道路建设

本工程需铺设井场砂石路，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为 4.5m。

②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，由车辆拉运戈壁石及合格还原土对井场进行铺垫。

（2）钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

（3）钻井工艺简介

工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电，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。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”

工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清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，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于撬装式危废暂存间内，定期由有危废处置资质单位接收处置。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井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。

本工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔里木油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

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。

本工程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。

（4）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，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气、完井后放喷期天然气燃烧产生的废气。废水主要为钻井废水、酸化压裂废液、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废液采用专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至克拉 2 气田生活公寓现有生活污水处理设施妥善处置。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，定期由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至克深区块固废填埋场处理。

3.3.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、阀室、对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造、在克拉 2 中央处理站扩建 6000m^3/d 的采出水处理系统。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将井口撬、三相分离器、加热炉等设备拉运至井场及站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，收集后统一清运至固废填埋场处理。

3.3.1.3 管道工程

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

（1）施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 14m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

（2）管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深≥1.5m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本工程集输管线采用柔性复合管，不做外防腐；柔性复合高压输送管连头采用采用扣压螺纹连接。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

（3）管线穿越道路

本工程穿越已建道路时采用顶管施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

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

首先组织人员熟悉图纸及穿越地质情况，设备材料准备齐全，然后根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接受坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心相吻合，保证施工精确度。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3～4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20～40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图 3.3-3～图 3.3-5。



图 3.3-3 穿越道路施工作业示意图

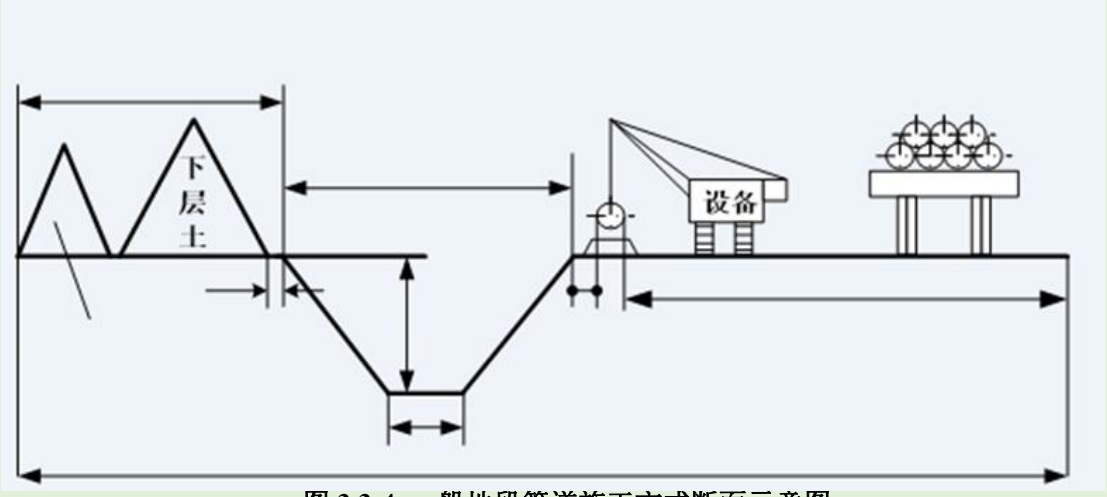

图 3.3-4 一般地段管道施工方式断面示意图

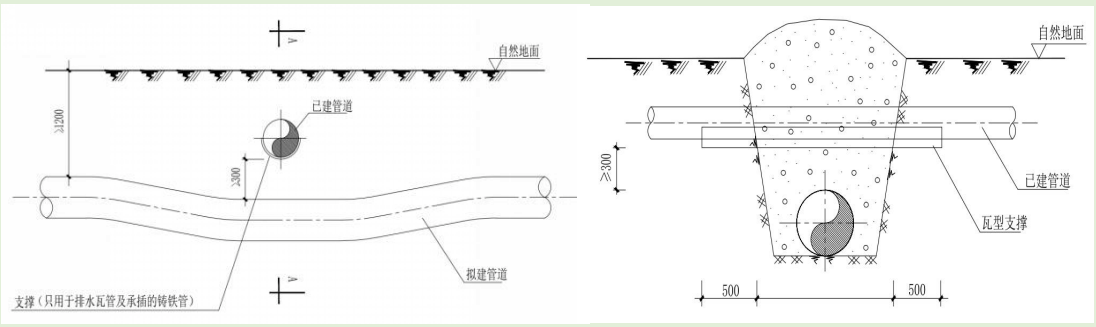

图 3.3-5 管道交叉施工作业示意图

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

（4）管线穿越山间谷地及戈壁地段、冲沟地段

本项目处于山前冲洪积地貌，当管道沿线穿越大小冲洪沟多处，易受到区域汇集洪水冲刷的威胁，该区域洪水汇集后形成泄洪冲沟。根据沿线区域的地形地

貌特点，管道通过冲沟位置，可采用大开挖沟埋方式穿越，管顶覆土厚度＞2.0m，管道穿越地区主要为山间谷地及戈壁地段和冲沟地区，对于山间谷地及戈壁地段，需保证管顶的覆土不被冲刷流失，对于冲沟地段，需防止河床的下切和岸坡的崩塌破坏，因此需采取一定的水工保护措施进行防护。当管线穿越山间谷地，需防止汇水形成径流，造成管顶覆土水土流失，致使管道埋深不够或造成管道裸露，因此需对管顶覆土进行水工保护，主要结构形式为：浆砌石过水面。为防止管线下移，可根据地质条件和坡度，按一定间距设置截水墙，主要结构形式为浆砌石截水墙、浆砌石堡坎。当管线穿越冲沟地段时，为了加强管道穿越地段抗冲刷能力，在管顶回填的过程中布设一定的抗冲刷保护措施，管顶覆土采用中砂回填并人工夯实，管沟回填所用中砂料由管沟开挖料筛分获得，中砂上部回填管沟开挖料，并分层夯实。在冲沟河床表面管沟开挖范围内铺设浆砌石过水面或混凝土过水面，以增强河床断面的抗冲刷能力。对于局部地区可将浆砌石过水面放宽，做成过水渠形式，间接的进行了排水，同时也对管道爬升段护坡进行了一定保护。

（5）站场配套设备安装及连头

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

（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，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.5m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工阶段工艺流程见图 3.3-6。

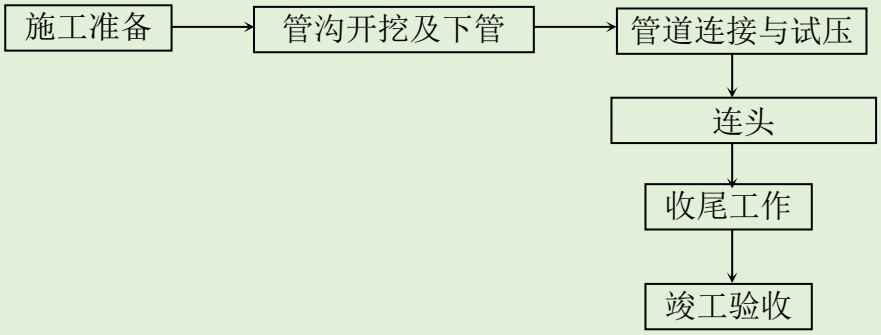

图 3.3-6 施工阶段工艺流程图

本施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；固体废物主要来源于管道焊接废渣、管道包装材料、弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾，弃土弃渣施工结束后用于回填管沟及场地平整，管道焊接及吹扫产生的废渣和废包装材料运至克深地区天然固废填埋场处理处置，施工人员生活垃圾收集后运至克深地区固废填埋场处理。

3.3.1.4 道路工程

（1）路基工程

道路所需土方为克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理后的还原土，气田道路路基工程采取机械施工为主，运距 100m 以内时，采用推土机铲土、运输；运距 100m～200m 时，采用铲运机铲土、运输；运距 200m 以上时，采用装载机配合自卸汽车挖运土方，由推土机推平、压实即可。

道路施工工艺见图 3.3-7。

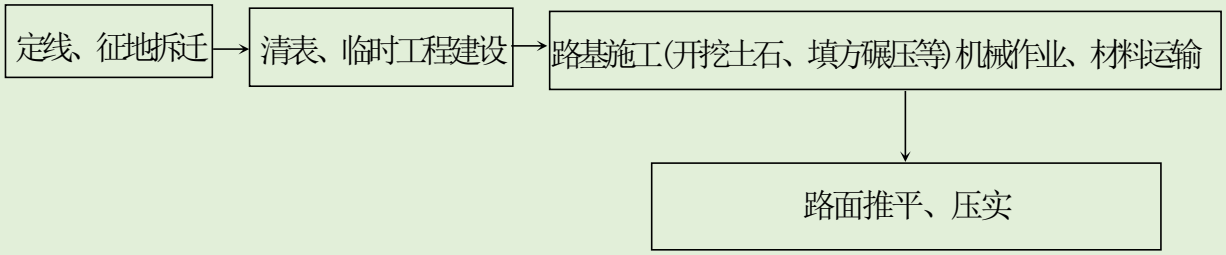

图 3.3-7 道路施工工艺流程图

（2）影响识别

道路施工过程中机械设备将产生噪声、扬尘，施工人员产生生活污水、固体废物，这些将随着施工的结束而消失，但是道路工程将占用土地、破坏一定量的地表植被。主要影响识别如下：

①噪声

道路施工噪声源主要来源于挖掘机、推土机等机施工机械，产噪声级可达 81～90dB(A)(距声源 5m 处)；施工过程中产生的噪声会对沿线声环境将产生一定的不利影响。

②废气

工程施工过程产生的废气污染物主要为扬尘，扬尘主要来源于土石方的运输和堆放、土石方的开挖和回填等作业过程。支线道路、井场道路采用砂石路面，砂石粒径中等，铺设时卸料过程产生一定粉尘。

③废水

施工期废水主要来源于施工人员产生的生活污水，主要污染因子有 SS、COD、氨氮、BOD_5 等。

④ 固体废物

施工期固体废物主要弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾。其中，弃土弃渣作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用；生活垃圾集中堆放收集，定期统一清运。

3.3.2 施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括钻井工程，管线敷设及油田内部道路建设，井场建设及场站改建等。

3.3.2.1 生态环境影响因素分析

生态影响主要体现在新建采气井场 5 座；改造 5 口气举排水井和 3 口电泵排水井（改造在原永久占地范围内，不新增占地）；改造单井站 5 座（改造在原永久占地范围内，不新增占地）；新建 5 座支线阀室；新建输水阀室 3 座；克拉 2 中央处理站扩建 6000m^3/d 的采出水处理系统（扩建在原永久占地范围内，不新增占地）；克深采出水处理系统新建 2 具 3000m^3重力沉降水罐（改造在原永久占地范围内，不新增占地）；新建注水井场 9 座；对克深 602 注水井场进行改造

（改造在原永久占地范围内，不新增占地）；对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造（改造在原永久占地范围内，不新增占地）。新建各类管线 171.57km；新建道路 48.8km。井场、站场、管线和道路建设阶段，占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。本项目选址选线应避让植被生长茂密地段。

3.3.2.2 大气污染物

正常钻井作业时若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为 NO_X、烃类、CO 等。

根据开发方案，钻井井队配备 4 台柴油机发电，柴油消耗量平均 4.5t/d。新钻井 11 口，水平井钻完井周期 325 天。整个钻井期间共耗柴油 64350t。

依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告 2020 年第 74 号)及《普通柴油》(GB252-2015)核算，单台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为：$HC+NO_X$ 5.12kg/h、CO 2.8kg/h、颗粒物 0.16kg/h，根据柴油消耗量核算钻井过程中柴油发电机烟气排放量 3951 万 m^3，排放烃类 6.3t、CO 55.4t、NOX 55.4t、SO2 0.06t、颗粒物 3.2t。

3.3.2.3 废水污染物

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，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。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 60～100m^3，平均 90m^3。本工程新钻 11 口单井，产生的酸化压裂废水约为 990m^3。

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

③生活污水

根据开发调整方案，新钻井 11 口，水平井钻完井周期 325 天。钻井人数一般为 60 人，按每人每天用水量 100L 计算，则生活用水量为 21450m^3，生活污水产生量按用水量的 80%计算则总产生量为 17160m^3。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS 等；类比区域内周边气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5 为 250mg/L、NH_3-N 为 20mg/L、SS 为 200mg/L；各污染物的产量 COD 为 6.9t、BOD_5 为 4.29、NH_3-N 为 0.34t、SS 为 3.4t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至克拉油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

3.3.2.4 噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等设备运转时产生的噪声。根据调查并类比可知，钻井过程中主要产噪设备柴油发电机、钻机噪声源强在 100～110dB(A)、泥浆泵噪声源强在 95～105dB(A)、射孔机和压裂泵车噪声源强在 100～110dB(A)。

3.3.2.5 固体废物

钻井过程中产生的固体废弃物主要是施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。

① 施工土方、施工废料

施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深天然固废填埋场处理。

②钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取 0.30m；

h——井深，取平均值 4426.5m。

利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 1360m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 736m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑 425m^3，油基泥浆钻井岩屑 199m^3。本工程新钻井 11 口，总岩屑产生量为 14960m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 8096m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑 4675m^3，油基泥浆钻井岩屑产生量为 2189m^3。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理，油基泥浆钻井岩屑，采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

⑤ 废润滑油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防治废润滑油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.5t/口，本工程新钻井 11 口，废润滑油量产生量为 5.5t，定期由有危废处置资质单位接收处置。

⑥ 烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程新钻井 11 口，烧碱废包装袋产生量为 1.1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦ 生活垃圾

根据开发调整方案，本次区块开发新钻井 11 口，水平井钻完井周期 325 天。单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 107.25t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运克深区块地区固废填埋场处理。

3.3.3 营运期工艺流程及排污节点分析

3.3.2.1 井场工艺

本项目在井场新建加热炉、机柜间等生产设施。油气通过节流装置节流后再进加热炉加热，然后通过采气管线输送至就近的阀室，最终通过已建的集输管线输送至克拉 2 中央处理站处理。

单井井场工艺流程见图 3.3-8。

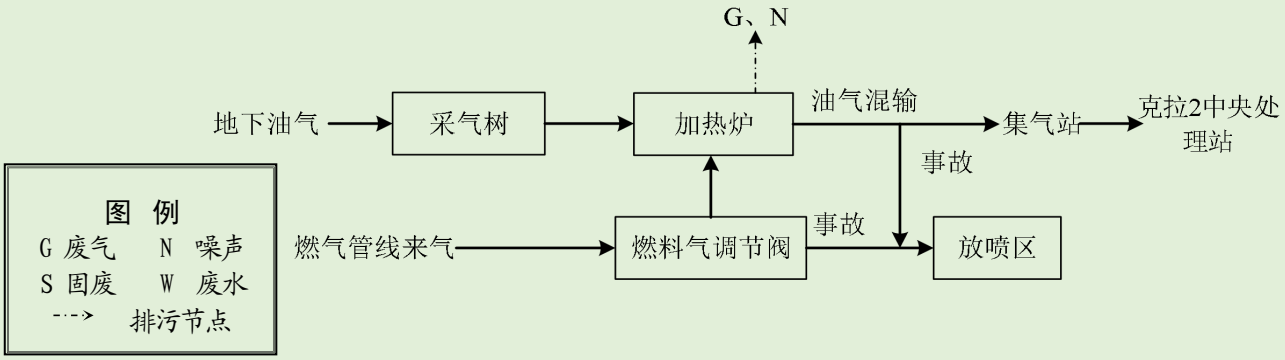

图 3.3-8 单井井场工艺流程图

工艺流程描述如下：

井口采用加热工艺，在井场设置加热设施，井口来气、液经加热节流后去采气管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采气树自带)。井口来气、液经油嘴后，进入加热节流撬加热后，通过采气管线输送到相应的集气站。井口加热炉用燃料

气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2～3 年 1 次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内。

单井采气期间，主要产污环节如下：废气主要为加热炉烟气和井场内采气树阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气，加热炉燃烧净化后的天然气，烟气通过烟囱排放，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；废水污染源主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一起进入克拉 2 中央处理站处理达标后回注地层，井下作业废水送克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水依托克拉油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置；噪声污染源主要为采气树、加热炉噪声，采取基础减振措施；固废污染源主要为油泥(砂)及生活垃圾，油泥(砂)定期由塔里木油田绿色环保站接收处置。

3.3.2.2 集输工艺

本工程新增 5 口水平采气井可接入克拉 2 气田已建集输系统进行生产。

在干线不动火的原则下，根据其井位布署位置及已建集输管网，新增 5 口采气井均就近接入临近已建的单井采气管道。5 座采气新井均需新建支线阀室接入已建的单井管道。

本次开发调整方案新增的 5 口水平采气井场工艺流程一致，且与原克拉 2 气田已建采气井场流程保持一致。

各井站均采用采气树自带节流阀进行两级节流。井口天然气经两级节流后计量，通过采气支线接入已建的集输系统。二级节流后管线上设置弹簧全启式安全阀（定压 14MPa），保证在关井失败的情况下能起跳放空，保证安全，放空量按井场全量放空设计。同时设焚烧池 1 座，采用手动点火。

新增采气井场其计量方式与克拉 2 气田已建井场计量工艺保持一致，采用井场混合计量，即井场内不设分离器，仅在井场设置流量计对井口原料气和气田水进行混合计量。

根据克拉及克深区块生产现状，采用气液混输工艺的单井在生产一定时间后，压力变送器等仪表内会存在积液，冬季在低温条件下运行生产易冻，使仪表失效，容易造成单井联锁关井。因此为防止冬季工况条件下仪表冷冻，单井站需加装电伴热。

本工程气源为克拉天然气处理厂处理后的天然气。燃料气管线采用管道输送，输送工程中无污染物的产生和排放。

集输工艺中固体废物主要为清管废渣，定期由有危废处置资质单位接收处置。

3.3.2.3 排水井工艺

（1）气举排水

气举排水工艺是利用高压气源注入井内补充气井能量，通过气举阀逐级注入高压天然气，并与井筒或者井底附近的积液进行混和，降低井筒内压力梯度，恢复气井生产。

1）工艺特点

①不受井斜、井深和硫化氢含量限制及气液比影响，能直接利用气井中产出的天然气参与举升；

②适应能力强，排量范围大。同样一套气举装置能适应不同开采阶段产量的变化和举升高度的变化，单井增产效果显著；

③可实施连续气举和间歇气举，举升深度和举升液量调节灵活方便；

④设备配套简单，管理方便，可实现集中控制，单井可多次重复启动，与投捞式气举配合可减小修井作业次数；

⑤地面投资费用高；

⑥若邻井有高压气源时，好大幅度降低投资，经济效益好。

2）适用范围

适用于气田开发中、后期的出水和水淹井，能广泛应用于停产井复产、助排及气藏强排水，具体应用主要有：

①高气液比井（更换管柱）修井复产；

②压裂酸化井排液（助排）；

③水淹井气举复活；

④气举排水井；

⑤特殊要求：气水量参数变化大、工程限制等。

3）技术参数及应用条件

①通常，井深≤5000m；

②通常，排液量≤1000m^3/d；

② 油套管需要承受高压；

④必须具备高压气源（如：压缩机或高压气源井）。

（2）电泵排水

利用电动潜油泵将井下积液举升到地面，使气井恢复生产的一种排水采气工艺技术。该工艺原理是采用随油管一起下入井底的多级离心泵装置，将水淹气井中的积液从油管中排出，降低井筒内的液面高度，减少井筒内的液柱对井底的回压，使气井恢复生产。生产方式是油管排水、套管产气。

（1）技术特点

适应于地层压力低、产液量大的井。局限性是一次性投入和运行成本较。

（2）适用范围

电潜泵排水采气工艺技术适应于低压水淹井的复产和气藏强排水。

（3）技术参数及应用条件

①排量：50～1000m^3/d；

②扬程：0～4000m；

③适用温度：≤149℃（目前国产电潜泵机组使用温度≤120℃，国外电潜泵机组使用温度≤149℃）；

④运行频率：50～70HZ；

⑤功率：最大 600hp（适用于Φ177.8mm 套管）；

⑥机组通常选用变频机组以适应气井产液量在一定范围内的变化。变频器控制电机，启动频率比较低，所以启动电流小，基本上做到了软启动，特别适应小

容量电网；变频器能自动调节多种参数，保护功能齐全，使井下机组寿命大大提高。

⑦选井要求：应尽量选择气液关系清楚、气液两相流量波动不太大的井。

排水过程中废气污染源主要为井场(管道、阀门、法兰)无组织排放的非甲烷总烃；废水主要为排出的采出水；噪声污染源主要为采气树节流、压缩机、电潜泵机组产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

3.3.2.4 地面改造工艺

集气装置是中央处理厂的入口装置，其主要功能是接收来自克拉 2 气田东、西集气干线及 KL2－5 井的湿天然气。天然气在井场经节流降压，由计量装置进行气、液计量后进入集气管线混输至本装置，再经分离、计量后，输送至脱水脱烃装置及凝析油罐区。

站场工程主要为原克拉 2 处理站集气装置区的改造。气液分离区域、液液分离区域、大北试采气液分离区域的改造。改造站场维持原集输工艺和压力级制不变。

（1）气液分离区域改造

1.原工艺流程

克拉 2 东西干线及大北试采干线来气进入汇管后分配到 6 套气液分离器，气相计量后进入下游脱水脱烃装置，液相调压后进入下游液液分离装置进行处理。

2.改造内容

实际运行过程中，6 套气液分离器液相调节阀及前后截断阀门频繁出现故障，现场调研后分析，主要原因是上游来气中含有大量的泥沙，气相高速运行中夹带泥沙，对阀门产生很大的冲蚀，加上液相调节阀前后实际压差较大（约 10MPa），导致频繁出现故障，给实际运行带来很大的不便。针对上述问题，对原已建 6 套气液分离器液相管线进行扩径、整体更换，调节阀进行选型并更换，以满足高压差、耐冲刷的需求。同时单独立项开展除砂问题的研究，以解决含砂量大、对下游设备和管线带来冲蚀的问题。

将原已建 6 套气液分离器液相管线的管径由 DN80 22Cr 调整为 DN100 22Cr；将原气液分离器至液液分离器气田水总管由 DN100 22Cr 调整为 DN200 22Cr。

3.主要功能

对上游干线来原料气进行初步的气液分离和计量。

4.压力级制

液相调节阀后手动截断阀门之前的管线设计压力为 14MPa，手动截断阀门后的管线设计压力 4MPa。

（2）液液分离区域改造

1.原工艺流程

上游 6 套气液分离器液相来液进入液液分离器，分离出的气相进入燃料气系统，油相进入下游凝析油稳定装置，水相进入下游气田水处理装置。

2.改造内容

将原液液分离器气田水管线的管径由 DN80 22Cr 调整为 DN150 22Cr。将原液液分离器气田水总管的管径由 DN100 316L 调整为 DN200 22Cr。

3.主要功能

1）将上游来液进行进一步分离为气、油、水三相；

2）分离出的闪蒸气为燃料气系统提供部分气源，分离出的凝析油输往下游稳定装置处理。

4.压力级制

气田水管线上阀套式排污阀前管道设计压力 2.5MPa；阀后管道设计压力 1.0MPa，替换的液液分离器设计压力 4MPa，均与原站场一致。

（3）大北试采气液分离区域改造

1.原工艺流程

原大北试采干线来气进站后经过气液分离后，气相进入下游汇管，液相去醇烃加热装置。

2.改造内容

由于部分阀门内漏，需要更换气液分离器进出口的截断阀门及跨分离器的旁通管线上的阀门。

分离器液相中含有大量杂质和污泥，进入下游乙二醇再生系统会对系统产生较大的影响。液相管线去处调整至液液分离器。

3.主要功能

对上游大北试采干线来气进行初步气液分离。

4.压力级制

替换的分离器液相管线设计压力为 2.5MPa。

站场工艺废气污染源主要为集气站阀门泄露形成的挥发性有机废气，管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；噪声污染源主要为站场生产分离撬等设备产生的噪声，通过选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振降低噪声。

3.3.2.5 克拉 2 中央处理站采出水处理系统扩建

为统筹谋划克深、克拉区块气田采出水处理、回注优选和水量调配，避免相关工程重叠及节约工程投资，本工程考虑克深区块采出水首先利用克深处理站已有处理规模 500m^3/d 的采出水处理系统进行处理，将克深处理站已建采出水系统（处理规模 500m^3/d）未能处理的采出水（剩余水量 3960.73m^3/d）转输至克拉 2 中央处理站，克深、克拉区块采出水集中在克拉区块克拉 2 中央处理站进行处理，扩建克拉 2 中央处理站气田采出水处理装置，扩建采出水处理系统规模为 6000m^3/d，负责克深、克拉区块采出水处理。

克拉 2 中央处理站扩建 6000m^3/d 的采出水处理系统，采用“破乳→高效分离→气浮→过滤”的处理工艺。经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤10μm，油含量≤30mg/L），处理后的采出水用于地层回注。

克深和克拉区块气田水进入 2 具 3000m^3 调储沉降罐，进行水量及水质调节，同时进行自然沉降去除大颗粒悬浮物和浮油，起缓冲及调节作用，稳定采出水来水水量和水质；为避免影响沉降效果，采出水从调储沉降罐出水进入缓冲罐（利旧已有 200m^3 外输水罐和反冲洗回收水罐），采出水经提升泵提升至药剂反应装置，药剂与采出水经充分反应后余压进入高效油水泥分离器，油、水、泥进行有效分离，分离后的采出水重力自流进入喷射气浮装置，采出水最后由提升泵提升进入组合吸附过滤装置，保障出水的悬浮物和粒径中值指标；处理合格后的采出水最终进入回注水罐（利旧已有 2 具 500m^3 的气田水罐）。

处理工艺详见采出水处理系统工艺原理流程附图 3.3-9。

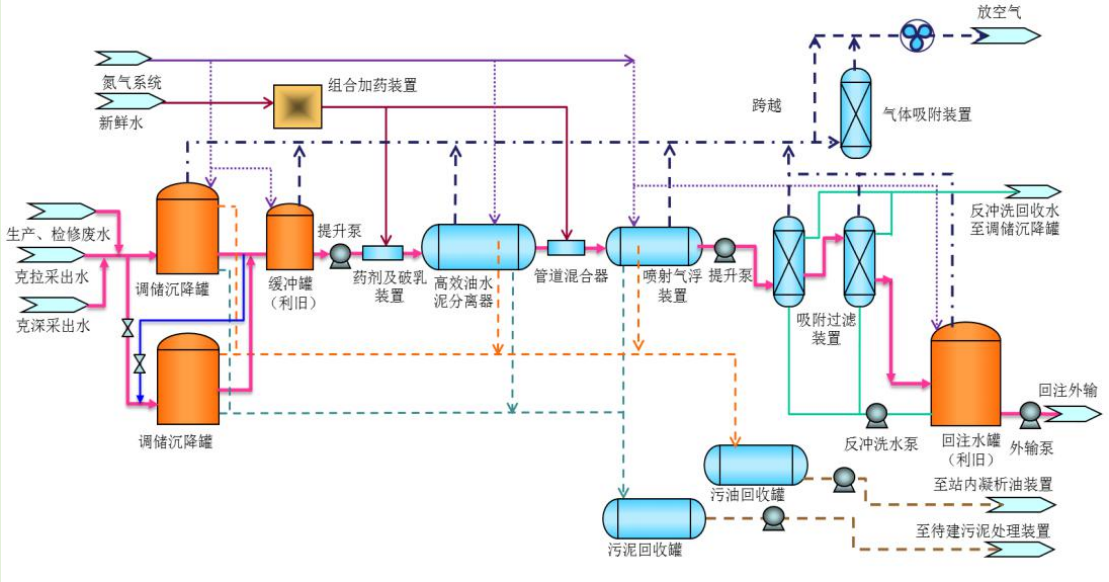

图 3.3-9 采出水处理系统工艺原理流程图

3.3.2.6 回注工艺

本项目设计内容是 9 口井（老井利用 3 口——克拉 301H、克深 16、克拉 3，新井 3 口——克拉 3-1W、克拉 3-2W、克拉 3-3W）的供水和注水设计，9 口井分布在克拉处理站东北方向，总体流向是由克拉处理站输水→各井场。

站场布局方案思路是克拉处理站低压供水至各注水井场，井场增压注入井口，布局见图 3.3-10。

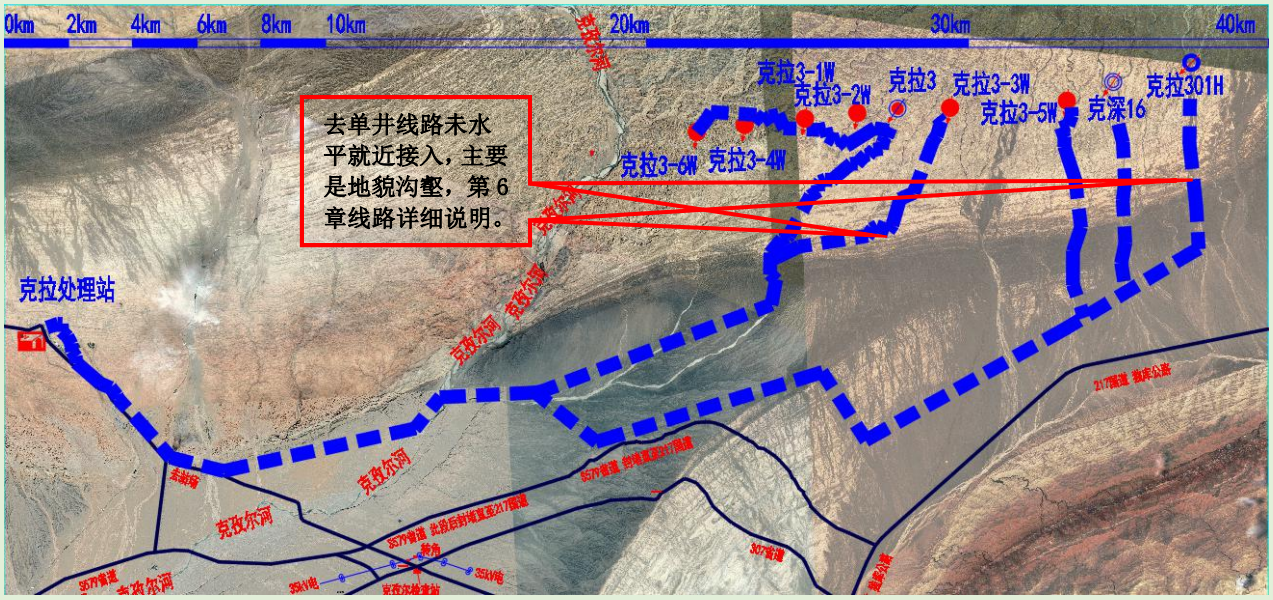

图 3.3-10 分散注水布局图

气田区建设低压供水管道、供电管网、道路、通信光缆等内容。井口建设注水井场，包括注水缓冲罐、喂水泵、注水泵等。

规划部署的回注井，其中老井利用 3 口——克拉 301H 井、克深 16 井、克拉 3 井，新钻井 6 口——克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井，采用单干管多井配水工艺流程，二级布站方式，即克拉处理站输水系统→气田区低压供水管道→注水井场增压注入。其中克拉 212W 井仅考虑预留注入量和预留供水阀池 1 座。

工艺流程如下：气田区供水管道供水至井场后，通过井场高压水泵增压注入井口，已建各井场内注水系统采用开式流程，主要是因为来水指标偶尔含油过高，需要除油沉沙。本工程考虑开式流程和闭式流程结合方式，流程框图见图 3.3-11。

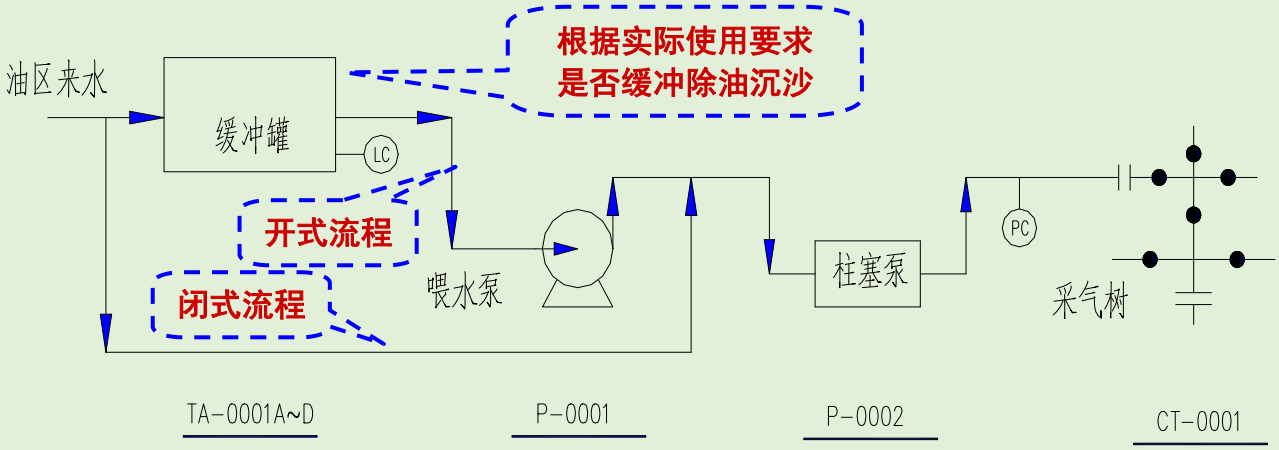

图 3.3-11 注水井场工艺流程简图

水质质量达标，闭式流程：气田区供水管道来净化水（T=5-30℃，Q=600m³/d，P=0.1~1.15MPa），给注水泵（P-0002）供水，注水泵运行与流量计联锁，联锁控制注入量为 600m³/d，来水经注水泵增压（T=5-30℃，Q=600m³/d，P=38MPa）后输送至井口回注。注水泵进口设低压保护，0.035MPa 报警，0.03MPa 停泵；出口设高压保护，38.5MPa 报警，39.5MPa 开启回流管道开关阀，37.5MPa 后关闭回流关断阀，压力达到 40MPa 时停泵。

水质质量不达标，开式流程：气田区供水管道来净化水（T=5-30℃，Q=600m³/d，P=0.1~1.15MPa），经进罐前调压阀调低压力（T=5-30℃，Q=600m³/d，P=0.05~0.2MPa）进入 50m³ 注水罐（TA-0001A~D），注水缓冲罐启用时设高液位 2.1m 和液位低 0.5m 液位报警，高高液位 2.3m 联锁关断缓冲罐进液阀门，低低液位 0.3m 联锁停泵，注水罐出水（P=0.005~0.025MPa）经喂水泵（P-0001）提升（P=0.05~0.2MPa）给注水泵（P-0002）供水，注水泵运行与流量计联锁，

联锁控制注入量为 600m³/d，来水经注水泵增压（T=5-30℃，Q=600m³/d，P=38MPa）后输送至井口回注。注水泵进口设低压保护，0.035MPa 报警，0.03MPa 停泵；出口设高压保护，38.5MPa 报警，39.5MPa 开启回流管道开关阀，37.5MPa 后关闭回流关断阀，压力达到 40MPa 时停泵。

3.3.2.7 修井作业工艺

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

修井工程产污节点：噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废水污染源主要为修井产生的井下作业废水，直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；固体废物主要为修井过程中产生的油泥(砂)，定期由有危废处置资质单位接收处置。

3.3.4 营运期污染源及其防治措施

33.3.4.1 废气污染源

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

（1）燃烧烟气

本项目运营期改造的 5 个井场加热均采用 200KW 加热炉，燃料为干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。本项目天然气用量见表 3.3-1。

表 3.3-2 本项目天然气用量一览表

用气单元	小时用量气(m³/h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m³/a)
KL2-8		24	330	
KL2-9		24	330	
KL2-11		24	330	
KL205		24	330	
克深 603		24	330	

燃气锅炉烟气量参照《工业源产排污系数手册(2010 修订)下册》中 4430 工业锅炉(热力生产和供应行业)产排污系数表中天然气工业锅炉的产排污系数。燃烧天然气产生的废气量产污系数为 136259.17Nm³/10⁴m³天然气，则井场加热炉烟气量见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目烟气量一览表

用气单元	年用气量(万 m³/a)	烟气量(万 m³/a)
KL2-8	27.72	377.71
KL2-9	39.6	539.59
KL2-11	19.8	269.79
KL205	14.26	194.31
克深 603	14.26	194.31

《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953-2018）表 F.3 燃气工业锅炉的废气排污系数 SO_2：0.02Skg/10⁴m³天然气（根据《天然气》(GB17820-2018)中的表 1 天然气质量要求：取一类天然气总硫 20mg/m³，则 S 取 20）；NOx：18.71kg/10⁴m³天然气。颗粒物排放系数参考《环境保护实用数据手册》取 2.4kg/万 Nm³。

加热炉污染物产生排放情况见下表。

表 3.3-4 燃气锅炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$	SO_2		NOx		颗粒物	
			kg/a	mg/m³	kg/a	mg/m³	kg/a	mg/m³
KL2-8								
KL2-9								
KL2-11								
KL205								
克深 603								

根据上表可知，本项目燃气锅炉 SO_2、NO_X、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO_2：50mg/m³，颗粒物：20mg/m³，NO_X：200mg/m³）。

（2）集输过程烃类挥发

此大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发无组织挥发。

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤

代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

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

（3）站场扩建部分烃类挥发

这些装置在运行过程会排放少量无组织非甲烷总烃。参照《污染源源强核算技术指南—石油炼制工业》（HJ982—2018）中给出的挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄露的挥发性有机物计算公式，核算本项目集气站扩建装置无组织非甲烷总烃的产生量。

其计算公式如下：

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

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

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，（阀门 0.0268，法兰 0.00025）；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，（7 个阀门，7 个法兰）；

eroc，i—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000μmol/mol）,kg/h，（阀门 0.064，法兰 0.085）；

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

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

ti—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，取 7920h。

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

3.3.5.2 废水污染源

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气液在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。参考《07 石油和天然气开采业行业系数手册》中

天然气工业废水产排污系数（0.5 吨/万立方米-产品），计算出最大采出水量为 175.6m^3/d（57948m^3/a）。采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 2.5t、260.77t、4.03t、0.0087t。

采出水随油气混合物输送至克拉 2 中央处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

3.3.5.3 噪声源

本项目运营期产生的噪声主要包括井口装置、阀组撬等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。噪声排放情况见表 3.3-5。

表 3.3-6 运营期噪声排放情况

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

3.3.5.4 固体废物污染源

（1）井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。根据《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表》中天然气井下作业各类固废产排污系数（见表 3.3-5），计算井下作业固废的产生量。

表 3.3-7 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

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

	液	化压裂	规模	化返排液）			理/处置/利用
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

根据表 3.3-7 计算，本项目井下作业过程废压裂液产生量为 1055.92m^3/a，废酸化液产生量为 329.2m^3/a，废洗井液产生量为 101.16t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

（2）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比调查，含油废物产生量约为 2.2t/a。

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

（3）清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目新建采气管线共计 171.57km，每次废渣量约 197.3kg，由此计算可知废渣量约 98.65kg/a。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，可委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

（4）生活垃圾

运营期工作人员由克拉油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

表 3.3-8 本项目固体废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	分类编号		产生量	处置方式
1	废压裂液	一般固废		1055.92m^3/a	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理
2	废酸化液			329.2m^3/a	
3	废洗井液	一般固废		101.16t/a	
4	油泥（砂）	HW08	071-001-08	2.2t/a	委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理
5	清管废渣	HW08	071-001-08	98.65t/a	

3.3.5 闭井期主要污染工序及措施

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至克深地区天然固废填埋场处置。

3.4 清洁生产分析

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

3.4.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

（1）钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废润滑油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

（5）钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

（7）钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准

（8）先进性分析

塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.1.2 运行期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本项目井场采出液经集输管线输送至集气站，最终进入克拉 2 中央处理厂集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管

线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑧ 采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.4.2 清洁生产水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)2009 中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低(小)越符合清洁生产要求(如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标)；另一类是该指标的数值越高(大)越符合清

洁生产要求(如水的循环利用率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-1、表 3.4-2 及表 3.4-3。

表 3.4-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	6	符合行业标准要求	10800	6
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25	≤20	9
（2）生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100%	30
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000；3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	10
（4）污染物指标	25	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤2	10
		柴油机烟气排放浓度	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	mg/L	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程	
（1）原辅材料	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液		15	15	
（2）生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先		8	8	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5	
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5	
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备		5	5	

表 3.4-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
（2）生产工艺及设备要求	40	固井质量	固井质量合格	5	5
		钻井效率	高	7	7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	5
（3）符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	10
（4）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		10	10
（5）贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5

表 3.4-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	25	占地面积	--	5	符合行业标准要求	3600	5
		洗井液消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	--	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	--	正常水平	5
		废气	kg/井次	5	--	正常水平	5

		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	≤50	5

续表 3.4-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(4) 污染物产生指标	25	一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
(1) 原辅材料	15	洗井液的毒性	无毒	15	15
(2) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性	有效	7	7
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	6	6
		防溢设备（防溢池设置）	具备	6	6
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	8	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	8	8
(3) 符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规		10	10
(4) 管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		5	5
(5) 贯彻执行环境保护法规符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况		15	15

表 3.4-4 采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	本工程	
						估算值	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	22	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	30	5
		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

续表 3.4-4 采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	本工程	
						估算值	得分
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	--	0
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标						
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评价
						得分
（1）原辅材料	10	注水水质		采出水处理达标后回注	10	10
（2）生产工艺及设备要求	35	井筒质量			5	5
		采气	采气过程醇回收设施		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10	10
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
（3）符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规			10	10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10
		开展清洁生产审核			10	10
（5）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

式中：

P1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si——第 i 项评价指标的单项评价指数；

Ki——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$P2=\sum_{i=1}^{n} F_i$

式中：

P2——定性评价二级指标考核总分值；

Fi——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

P=0.6P1+0.4P2

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P1——定量评价指标考核总分值；

P2———定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-5。

表 3.4-5 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-3、表 3.4-4 及表 3.4-5 计算得出：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；综合评价指数平均得分 100 分，该分值与表 3.3-26 中相比，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.4.3 清洁生产结论

本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

本项目在油田内部采用混输模式，管道密闭输送。本项目在采气输送等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析和类比已开发区块，本项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.5 污染物总量控制分析

3.5.1 总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：SO_2、NOx、建议总量控制因子 VOCs

废水污染物：COD、NH_3-N

3.5.2 本工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至克拉 2 中央处理厂处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经克拉油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置，处理后的生活污水用于周边绿化。无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

本项目天然气耗量为 125 万 m^3/a，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

NOx 排放量：125×18.71/1000=2.34t/a

SO_2 排放量：125×0.02×20/1000=0.05t/a

本项目总量指标由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司　区块中关停井已批总量调剂解决，经核实　口已关停单井原用加热炉为　，7 口已关停单井环保手续及本项目总量控制指标替代情况具体见表 3.3-29。

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，本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为　t/a，本评价以 VOCs(即非甲烷总烃)实际排放量作为建议总量控制指标。

我单位于《　清洁生产审核报告》清洁生产方案中提出的关于防止烃类气体挥发的主要措施：站场流程改造，集输流程上采用管道输送，工艺流程上采用密闭流程，并定期对阀门等生产设备进行检维修，保障生产设施的气密性，减少无组织废气的排放量。通过以上措施，实现节约天然气量为　m^3/a，根据克拉区块天然气组分核算即得到 VOCs(非甲烷总烃)的减排量为　t/a。

根据计算，项目运营期 VOCs(非甲烷总烃)排放量估算为 0.022776t/a，2019 年清洁生产审核改造中的减排量为　t/a，本项目本次占用　2019 年清洁生产审核改造的减排量即可，不再申请总量控制指标。

综上所述，本项目总量控制指标为：SO_2 0.05t/a，NO_X 2.34t/a，VOC_S 建议总量控制指标 0.022776t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。按照总量替代原则，本项目总量指标由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司部分未建产及关停井的单井加热炉总量控制指标解决。

3.5.3 污染物总量分析

项目污染物总量指标见表 3.5-1。

表 3.5-1 项目污染物总量指标一览表

类别	污染物名称	项目排放量(t/a)
废气	SO_2	0.05
	NO_X	2.34
废水	COD	0
	NH_3-N	0

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

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

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

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

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

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

本项目位于阿克苏地区拜城县境内，西距拜城县约60km，东距库车县约45km。克拉2区块内。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于和新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、

固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的油气采用密闭集输至天然气处理厂处理系统处理后外输。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

本项目采出水、采出液、天然气由克拉 2 中央处理厂处理；井下作业时带罐作业，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置，落地油 100%回收，产生油泥（砂）等危废委托塔里木油田绿色环保站接收处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

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

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

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

表 3.6-1 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目新部署采气井 5 口，报告书进行了产能项目环境影响评价。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合

4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目采出水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，回注到现役油气藏；本项目不涉及钻井工程。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目钻井工程油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置；运营期产生的油泥砂、清管废渣为危废，委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本项目天然气含硫量较低，井场使用的天然气加热炉，使用返排干气，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准各项污染物排放限值。	符合

7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析，并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

3.6.6 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

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

表 3.6-2 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条　生产建设项目选址、选线应当避让水土流失	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，	符合

重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	本项目拜城县属于II_3塔里木河流域重点治理区；本项目环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	根据水土保持方案，针对井场、管线、站场、道路采取防风固沙措施。	符合
第三十九条　国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	根据水土保持方案，针对井场、管线、站场、道路采取防风固沙措施。	符合

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

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

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

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

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 全国矿产资源规划

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

3.7.2《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》

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

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

3.7.3《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

3.7.4 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

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

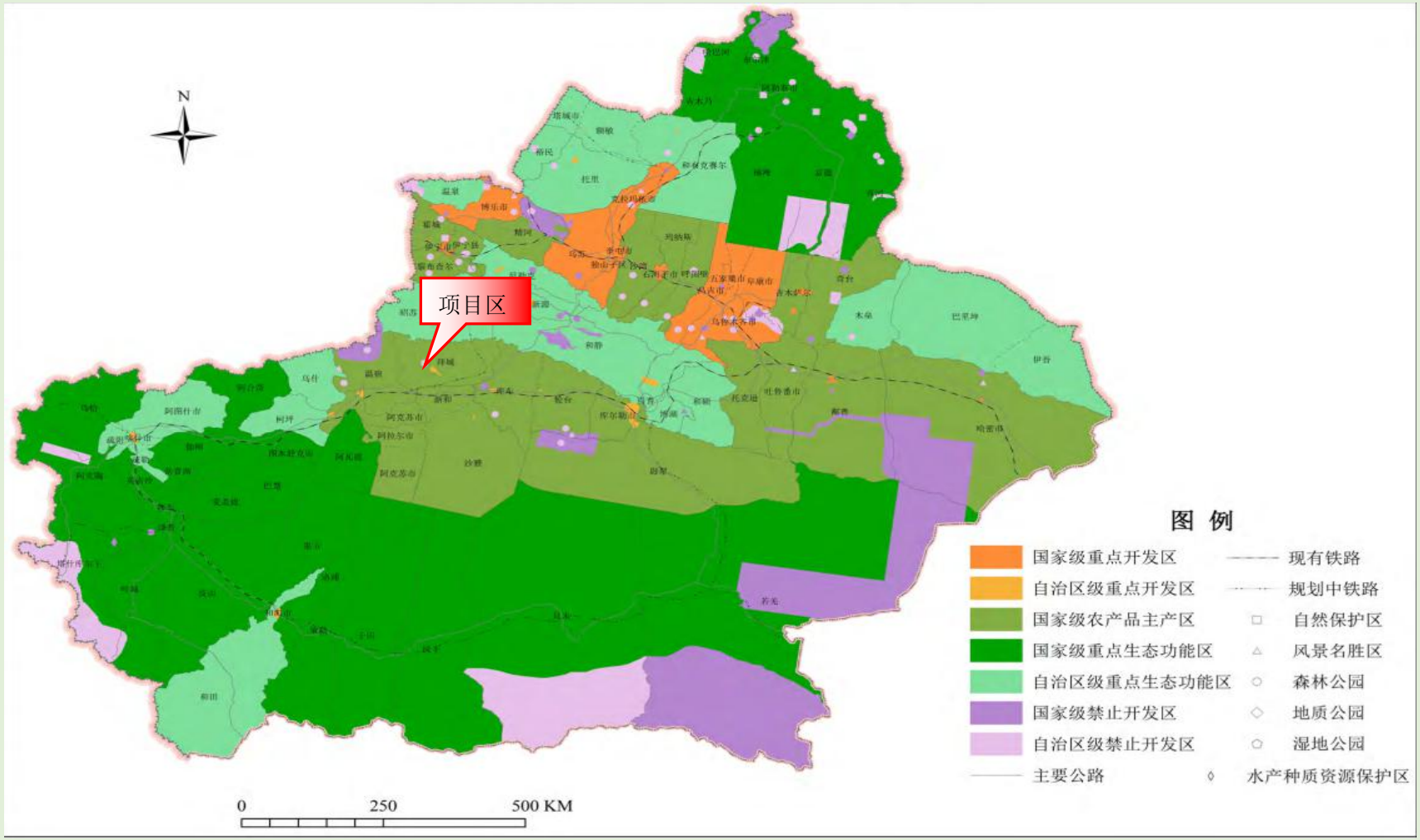

图 3.7-1 本项目在主体功能区划图中的位置

3.7.5《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

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

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

克拉 2 气田位于新疆阿克苏地区拜城县境内，西距拜城县约 60km，东距库车县约 45km，地处塔克拉玛干沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

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

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

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

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

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

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

3.8“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目区域不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.8-1。

（2）环境质量底线

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

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

（3）资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，油气开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

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

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

包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。

《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本项目位于克拉苏气田克拉区块内，属于拜城县，拜城县占地属于一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292630001）。

具体管控要求见表 3.8-1。

表 3.8-1 拜城县管控要求

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

4	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。

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

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

。

4.环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

克拉 2 气田行政隶属阿克苏地区拜城县，西距拜城县约 60km，东南距库车县约 46km。地理位置示意图见图 4.1-1。

拜城县位于阿克苏地区的北部，地处天山中断南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。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，东与库车县毗邻，西与温宿县接壤。总面积 15917km2。截至目前，全县总人口 240810 人。县人民政府驻拜城镇，距乌鲁木齐市公路里程 860km。拜城县城地势北高南低，由西北向东南倾斜，海拔 1200m。

4.1.2 地形地貌

拜城县地处天山地槽褶皱带中部，北部天山山势西高东低，西部山峰海拔高 5100m，东部山峰海拔高 4500m，雪线高约 4000m，2500m~3200m 为林带、草场，山前带为岩漠山地。南部却勒塔格山，山峰海拔高 2000m 左右，却勒塔格山北纬拜城县盆地，呈东西方向展布，长达 150km，其轴向与天山山脉平行。

拜城县县城地处拜城盆地中上部。夹于南北山两山之间的拜城盆地是在古生代海西运动时地台和地槽经过褶皱断裂而形成。北部喀尔勒克塔格等山属于古老的构造系统，南部却勒塔格山为年轻的构造系统，拜城盆地则属中生代第三纪和第四纪系统经新期褶皱作用而成。

拜城盆地地势北高南低，由西向东倾斜，自然坡度一般为 1.3‰~4.3‰。境内 5 条河流皆源于北部冰川。源于木扎提冰川的木扎提河，由北向南折东横穿盆地。由于地形北高南低，加之第三纪和第四纪风化岩层的松软脆弱，极易受侵蚀冲刷，致使河床不断南移，两岸已形成较大的冲积平原。源于哈尔克塔格山的 4 条河流由于坡降大，水流湍急，冲刷力强，出山后流速减慢，大量悬移物质随之沉淤，加之雨水的影响，逐渐形成较大的洪积冲积扇。

4.1.3 气象、气候

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

表 4.1-1　拜城地区主要气象要素表

序号	气象要素		单位	数量
1	相对湿度	最冷月月平均	%	78
		最热月月平均	%	46
2	风速	年平均	m/s	1.0
		冬季平均	m/s	0.6
		夏季平均	m/s	1.4
		最大风速	m/s	39
3	风向	冬季最多风向	-	东南风
		夏季最多风向	-	北风、西风
4	气温	月平均最高	℃	21.3
		月平均最低	℃	-12.4
		极端最高	℃	69.8
		极端最低	℃	-36.0
5	降雨	日最大降雨	mm	54.5
		年平均降雨	mm	95.6
6	年平均蒸发量		mm	1538.5
7	最大冻土深度		cm	100-110
8	年均大风日数		d	30
9	年均沙暴日数		d	20
10	年平均地温		℃	10.3

4.1.4 地质

4.1.4.1 地层

工程所在区域内出露的地层有新近系和第四系，其中，第四系在区内广泛分布。下面按照由老到新的顺序进行论述。

①新近系（N）

a.中新统（N1）

该地层呈条带状东西向分布于调查区西北角的丘陵区，面积不大。地层岩性为红色、紫红色砂岩、泥岩夹砾石，褐色砾岩夹粗砂岩，厚度 387m。与上覆上

新统地层为整合接触。

b.上新统（N2）

该地层主要呈宽条带状东西向分布于调查区的北部和东南角的丘陵区，地层岩性为淡黄色、浅棕褐色、灰色中砾、粗粒砾岩，夹粗粒砾砂岩及圆砾岩，以及少量漂砾包裹体，厚度 247-3500m。常被第四系下更新统地层不整合覆盖。

②第四系（Q）

第四系地层在调查区内广泛分布，岩性以松散沉积物为主，成因类型主要有冲积、洪积等。

a.下更新统（Q1）

分布在调查区的北部，组成丘陵或龙岗状平原。地层岩性为下更新统砾岩组（Q1）灰色巨砾岩、砂砾岩、少量圆砾岩，厚度 50-300m。该组与下覆地层关系普遍为超覆角度不整合或假整合于下覆的中、新生界和老地层之上，局部与下覆上新统为连续沉积。

b.中更新统（Q2）

冲积层（Q2al）零星分布在调查区南部。地层岩性为灰色、紫灰色漂砾、卵砾石，粒径一般 0.2-10.0cm，局部夹砂层透镜体并具交错层理，底部可见砂泥质空隙式半胶结或微胶结，厚度一般 1-10m，最厚可达 25m。

c.上更新统（Q3）

冲积层（Q3al）呈橄榄状北东-南西向分布于调查区的东部。地层岩性为卵砾石，偶见漂石，粒径一般 10-30cm，分选、磨圆均较好。

洪积层（Q3pl）分布于调查区中部的山前地带。地层岩性为砂砾石，粉土含量较高，砾石分选、磨圆均较差，厚度自 1-2m 到 40-100m 变化不均。

d.全新统-上更新统（Q3-4）

冲积层（Q3-4al）呈条带状北东-南西向分布于调查区中部。地层岩性为卵砾石层，粒径一般 0.2-1.0cm，厚度 60-150m；砾石夹卵石层，含粉土，粒径一般 0.2-10.0cm，厚度 90-120m。

洪积层（Q3-4pl）分布于调查区的西部、中部和东南部，组成洪积平原及坡度陡的洪积平原。地层岩性为松散的灰色、浅黄色砾石层，含少量砂及粉土，厚度几米到几十米不等。

e.全新统（Q4）

冲积层（Q4al）分布于调查区内克孜尔河的现代河谷中，组成河漫滩及一级阶地，表面常有沼泽分布，并有盐渍化现象。地层岩性在河流的上游主要为漂石、卵石含砂层，一般 10-40m；在河流下游主要为砂卵砾石，粒径自上游的 10-15cm 渐变为下游的 2-5cm，磨圆、分选均较好，厚度 2.6-35.0m。

4.1.4.2 地质构造

调查区内的地质构造包括褶皱构造和断裂构造。

①褶皱构造

调查区内的褶皱构造为科桑托开背斜。该背斜从调查区的北部东西向穿过。走向近东西，对称分布，顶部开阔，轴部岩层倾角 70°-85°，两翼 15°-25°。

②断裂构造

调查区内的断裂构造为铁提尔北断裂。从调查区的北部穿过。该断裂位于切得根厄肯至克孜尔河一带，长约 30km，断层面倾向 340°，倾角 60°，断距 1000-1500m。其切割了科桑托开背斜的南翼。

4.1.5 区域水文地质

4.1.5.1 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 $27.92\times10^8m^3$，集水面积为 $9545\times10^8m^2$。全县引水量 $14.536\times10^8m^3$，为总流量的 52.2%。

克孜尔河位于克拉处理站二站东南侧约 5.0km。

4.1.5.2 地下水

项目区的地质构造、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。地下水主要由冰雪融化水、降雨补给，山前冲洪积平原区为地下水径流区，径流方向与地表水流向基本一致，排泄方式主要有

侧向径流、蒸发、泉排、人工开采。根据地下水赋存条件、水理性质、水力特性将评价区地下水划分为以下 2 种类型。分述如下：

（1）碎屑岩类裂隙孔隙水

含水岩组由上第三系上新统砂岩、粉砂岩组成。由于地下水含大量易溶盐类矿物，加上该区蒸发作用强烈，因此地下水的溶滤-浓缩作用强烈，造成该区地下水水质恶劣，矿化度普遍>101g/L，属 CL·$S0_4$-Na·Ca 型水。

（2）第四系松散岩类扎隙水

埋藏分布于冲洪积平原区，含水层类型为孔隙潜水-承压水，含水岩组主要由卵砾石和砂砾石组成。其中靠近项目区北部低山丘陵区潜水水位埋深 3-30m，含水层厚度 80-100m，富水性贫乏，水质较差，地下水涌水量<100m^3/d。其它地段富水性中等区，含水层厚度大于 100m，富水性 100-1000m^3/d，化学类型主要以 HCO_3 型为主，水质较好，一般矿化度在 1g/L 以下。

4.1.6 地震

本区地处新疆中部地震区—南天山地震区，区内地震活动强度大、频率高。公元 838 年-2000 年共发生 4.7 级以上地震 391 次，其中 5 级-5.9 级地震 217 次；6.0 级-6.9 级地震 52 次；7.0 级-7.9 级地震 3 次；8 级以上地震 1 次。据《中国地震动参数区划图》（1：400 万，GB 18306-2001），线路所经区域的地震动反应谱特征周期 0.40s，动峰值加速度 0.15g，地震设防烈度Ⅶ。

4.1.7 土壤、植被

气田区土壤类型主要是棕漠土，局部地区分布少量的石质土。该区域的植被除绿洲中的人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。主要分布有猪毛菜、琵琶柴，另生长有少量的短叶假木贼及麻黄。覆盖度约为 5%-7%。局部沟谷带植被盖度可高达到 15%。

4.1.8 环境敏感区调查

4.1.8.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目东北距离拟定生态保护红线(水源涵养生态保护红线区)最近为 7.3km，不在红线内。

4.1.8.2 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《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域拜城县位于塔里木河流域重点治理区范围内。

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

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；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 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

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

目前，阿克苏市国控点空气质量水平数据作为国家判定阿克苏地区整体空气指标达标与否的依据。本次评价采用阿克苏市 2019 年的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1 阿克苏地区环境空气质量达标判定结果

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

项目所在区域 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次环评引用了塔里木油田克拉 2 气田环境影响后评价中非甲烷总烃和 H_2S 的监测数据，本项目共引用 5 个大气监测点数据。

监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2-1。

表 4.2-2　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m³

监测因子	点位编号	东经	北纬
PM_{10}、$PM_{2.5}$、二氧化硫、二氧化氮、一氧化碳、臭氧、非甲烷总烃、硫化氢	1#	82°33′05.69″	41°55′45.68″
	2#	82°35′29.81″	41°57′23.65″
	3#	82°25′47.01″	42°00′12.38″
	4#	82°31′57.70″	42°00′17.54″
	5#	82°30′50.46″	41°57′46.82″

（2）评价标准

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

（3）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

Pi——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（4）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 H_2S、NMHC 监测评价结果监测结果表

点位编号	监测因子	标准限值	浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
1#	硫化氢	0.01	＜0.005	＜50	0	达标
	非甲烷总烃	2.00	0.15～0.95	47.5	0	达标
2#	硫化氢	0.01	≤0.005	≤50	0	达标
	非甲烷总烃	2.00	0.13～0.21	10.5	0	达标
3#	硫化氢	0.01	≤0.005	≤50.0	0	达标
	非甲烷总烃	2.00	0.12～0.20	10.0	0	达标
4#	硫化氢	0.01	≤0.005	≤0.5	0	达标
	非甲烷总烃	2.00	0.11～0.20	10.0	0	达标
5#	硫化氢	0.01	＜0.005～0.006	60.0	0	达标
	非甲烷总烃	2.00	＜0.07～0.73	36.5	0	达标

根据上表的监测结果可知，各监测点非甲烷总烃一次浓度均不超标，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的推荐值 2.0mg/m^3；各监测点 H_2S 均不超标，满足《建设项目环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的推荐值 10μg/m^3（0.01mg/m^3）。

4.2.2 地表水环境现状调查与评价

4.2.2.1 地表水质量现状调查

（1）数据来源

本次环评引用了塔里木油田克拉 2 气田环境影响后评价中 2 个地表水监测点，位于克孜河大桥处和克孜河黑英山。采样时间为 2019 年 4 月 18 日。监测项目为 pH 值、溶解氧、COD、高锰酸盐指数、BOD_5、挥发酚、氟化物、硫化物、氨氮、氰化物、铜、锌、砷、镉、硒、汞、铅、六价铬、总磷、总氮、石油类、阴离子表面活性剂、粪大肠菌群，共计 23 项。

（2）评价标准

根据《中国新疆水环境功能区划》克孜尔河为Ⅱ类水体，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准

（3）评价方法

——一般性水质因子：

本次采用单因子指数法对地表水环境进行分析评价，计算公式为：

$$S_{i,j}=\frac{C_{i,j}}{C_{si}}$$

式中：$S_{i,j}$——某污染物的污染指数；

$C_{i,j}$——某污染物的实际浓度；

$C_{s,i}$——某污染物的评价标准；

——pH 值的指数计算公式：

$pH_j \leq 7.0$ 时：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

$pH_j > 7.0$ 时：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中：$S_{pH,j}$——pH 标准指数；

pH_j——j 点实测 pH 值；

pH_{sd}——标准中 pH 值的下限值；

pH_{su}——标准中 pH 值的上限值；

——溶解氧（DO）的标准指数计算公式：

$DO_j \leq DO_f$ 时：

$$S_{DO,j} = \frac{DO_s}{DO_j}$$

$DO_j > DO_f$ 时：

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s}$$

式中：$S_{DO,j}$——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流，DO_f=468/（31.6+T），对于盐度比较高的水库及入海河口、近岸海域，DO_f=（491-26.5S）/（33.5+T）；

S——实用盐度符号，量纲一；

T——水温，℃

（4）评价结果

地表水水质监测结果见表 4.3-4，和表 4.3-5。

从监测结果可知，2 个地表水监测点除总氮超标外，其余监测指标均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅱ类标准。总氮超标的原因是因为克孜尔河受到黑英山乡农业或畜牧业的污染，导致 2 个地表水监测点的总氮均超标。

表 4.3-4　地表水环境质量现状评价结果——上游（克孜尔河黑英山）　　单位：mg/L（pH 除外）

检测项目	标准值（Ⅱ类）	2019.4.18			2019.4.19		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
pH	6～9	8.08	0.54	达标	8.10	0.55	达标
溶解氧	≥6	8.0	0.33	达标	8.8	0.07	达标
化学需氧量	≤15	2.95	0.20	达标	2.58	0.17	达标
高锰酸盐指数	≤4	1.0	0.25	达标	1.1	0.28	达标
五日生化需氧量	≤3	1.3	0.43	达标	1.1	0.37	达标
挥发酚	≤0.002	<0.002	1.00	达标	<0.002	1.00	达标
氟化物	≤1	0.293	0.29	达标	0.212	0.21	达标
硫化物	≤0.1	<0.004	0.04	达标	<0.004	0.04	达标
氨氮	≤0.5	0.12	0.24	达标	0.16	0.32	达标
氰化物	≤0.05	<0.001	0.02	达标	<0.001	0.02	达标
铜	≤1	0.00049	0.00049	达标	0.00057	0.00057	达标
锌	≤1	0.00537	0.00537	达标	0.00201	0.00201	达标
砷	≤0.05	0.00119	0.02	达标	0.00109	0.02	达标
镉	≤0.005	<0.00005	0.01	达标	<0.00005	0.01	达标
硒	≤0.01	0.00069	0.07	达标	0.0007	0.07	达标
汞	≤0.00005	<0.00004	0.80	达标	<0.00004	0.80	达标
铅	≤0.01	0.00198	0.20	达标	0.00375	0.38	达标
六价铬	≤0.05	0.008	0.16	达标	0.006	0.12	达标
总磷	≤0.1 （湖、库 0.025）	<0.01	0.10	达标	<0.01	0.10	达标
总氮	≤0.5	**0.84**	**1.68**	**超标**	**1.30**	**2.60**	**超标**
石油类	≤0.05	<0.01	0.20	达标	<0.01	0.20	达标
阴离子表面活性	≤0.2	<0.05	0.25	达标	<0.05	0.25	达标
粪大肠菌群（个/L）	≤2000	80	0.04	达标	20	0.01	达标

表 4.3-5　地表水环境质量现状评价结果——下游（克孜尔河大桥）　　单位：mg/L（pH 除外）

检测项目	标准值（Ⅱ类）	2019.4.18			2019.4.19		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
pH	6～9	7.75	0.38	达标	7.82	0.41	达标
溶解氧（mg/L）	≥6	7.9	0.53	达标	7.9	0.53	达标
化学需氧量（mg/L）	≤15	2.76	0.18	达标	6.55	0.44	达标
高锰酸盐指数（mg/L）	≤4	1.3	0.65	达标	0.4	0.20	达标
五日生化需氧量	≤3	1.3	0.43	达标	1.5	0.50	达标
挥发酚（mg/L）	≤0.002	<0.002	1.00	达标	<0.002	1.00	达标
氟化物（mg/L）	≤1	0.286	0.29	达标	0.304	0.30	达标
硫化物（mg/L）	≤0.1	<0.004	0.04	达标	<0.004	0.04	达标
氨氮（mg/L）	≤0.5	0.1	0.20	达标	0.11	0.22	达标
氰化物（mg/L）	≤0.05	<0.001	0.02	达标	<0.001	0.02	达标
铜（mg/L）	≤1	0.00283	0.00	达标	0.0012	0.00	达标
锌（mg/L）	≤1	0.00538	0.01	达标	0.0533	0.01	达标
砷（mg/L）	≤0.05	0.002	0.04	达标	0.00088	0.02	达标
镉（mg/L）	≤0.005	<0.00005	0.01	达标	<0.00005	0.01	达标
硒（mg/L）	≤0.01	0.00088	0.09	达标	0.00111	0.11	达标
汞（mg/L）	≤0.00005	<0.00004	0.80	达标	<0.00004	0.80	达标
铅（mg/L）	≤0.01	0.00176	0.18	达标	0.00176	0.18	达标
六价铬（mg/L）	≤0.05	0.006	0.12	达标	0.008	0.16	达标
总磷（mg/L）	≤0.1 （湖、库 0.025）	<0.01	0.10	达标	0.10	1.00	达标
总氮（mg/L）	≤0.5	**3.38**	**6.76**	**超标**	**3.10**	**6.20**	**超标**
石油类*	≤0.05	<0.01	0.20	达标	<0.01	0.20	达标
阴离子表面活性（mg/L）	≤0.2	<0.05	0.25	达标	<0.05	0.25	达标
粪大肠菌群（个/L）	≤2000	230	0.12	达标	490	0.25	达标

4.2.3 地下水环境现状调查与评价

4.2.3.1 地下水质量现状调查

（1）数据来源

本次环评引用了塔里木油田克拉 2 气田环境影响后评价地下水 3 个监测点，分别是克拉水源井、铁提尔村水井、克孜尔乡水井。采样时间为 2019 年 4 月 18 日和 2019 年 6 月 2 日。监测项目为 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^-、pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、氨氮、石油类、硫酸盐、挥发性酚类、耗氧量、硫化物、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、镉、铅、铜、砷、汞、铬（六价），共计 28 项。

（2）评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（3）评价方法

——一般性水质因子：

本次采用单因子指数法对地表水环境进行分析评价，计算公式为：

$$S_{i,j}=\frac{C_{i,j}}{C_{si}}$$

式中：$S_{i,j}$——某污染物的污染指数；

$C_{i,j}$——某污染物的实际浓度；

$C_{s,i}$——某污染物的评价标准；

——pH 值的指数计算公式：

$pH_j \leq 7.0$ 时：

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}}$$

$pH_j > 7.0$ 时：

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0}$$

式中：$S_{pH,j}$——pH 标准指数；

pH_j——j 点实测 pH 值；

pH_{sd}——标准中 pH 值的下限值；

pH_{su}——标准中 pH 值的上限值；

（4）评价结果

地下水水质监测结果见表 4.3-7。

由监测结果可知，除克孜尔乡水井的总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标外，其它各地下水监测点的水质均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标，是受当地水文地质条件影响，从而导致超标。

表 4.3-7　地下水环境质量现状评价结果——克拉水源井　　单位：mg/L（pH 除外）

检测项目	标准值（III 类）	2019.4.18			2019.4.19		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
K^+	-	3.14	-	-		-	-
Na^+	-	40.8	-	-		-	-
Ca^{2+}	-	56.5	-	-		-	-
Mg^{2+}	-	15.1	-	-		-	-
CO_3^{2-}	-	未检出	-	-		-	-
HCO^{3-}	-	136	-	-		-	-
Cl^-	-	63.8	-	-		-	-
SO_{4-}	-	84.9	-	-		-	-
pH	6.5～8.5	7.71	0.47	达标	7.82	0.55	达标
总硬度（mg/L）	≤450	221.8	0.49	达标	226.5	0.50	达标
氯化物（mg/L）	≤250	63.4	0.25	达标	64.1	0.14	达标
氟化物（mg/L）	≤1.00	0.207	0.21	达标	0.232	0.23	达标
氨氮（mg/L）	≤0.50	0.22	0.44	达标	0.08	0.16	达标
硫酸盐（mg/L）	≤250	84.6	0.34	达标	84.8	0.34	达标
挥发酚（mg/L）	≤0.002	<0.002	1.00	达标	<0.002	1.00	达标
硫化物（mg/L）	≤0.02	<0.004	0.20	达标	<0.004	0.20	达标
硝酸盐（mg/L）	≤20	5.04	0.25	达标	5.17	0.26	达标
亚硝酸盐（mg/L）	≤1.00	<0.016	0.02	达标	<0.016	0.02	达标
氰化物（mg/L）	≤0.05	<0.001	0.02	达标	<0.001	0.02	达标
镉（mg/L）	≤0.005	<0.00005	0.01	达标	<0.00005	0.01	达标
铅（mg/L）	≤0.01	0.00034	0.03	达标	0.0001	0.10	达标
铜（mg/L）	≤1.00	<0.00008	0.08	达标	0.00034	0.34	达标
砷（mg/L）	≤0.01	0.0002	0.02	达标	0.00055	0.06	达标
汞（mg/L）	≤0.001	<0.00004	0.04	达标	<0.00004	0.04	达标
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	<0.004	0.08	达标	<0.004	0.08	达标
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	412	0.41	达标	439	0.44	达标
耗氧量（mg/L）	≤3.0	0.5	0.17	达标	0.6	0.2	达标

表 4.3-8　地下水环境质量现状评价结果——克孜尔乡水井　　单位：mg/L（pH 除外）

检测项目	标准值（III 类）	2019.6.2			2019.6.3		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
K^+	-	6.79	-	-	6.80	-	-
Na^+	-	266	-	-	260	-	-
Ca^{2+}	-	223	-	-	223	-	-
Mg^{2+}	-	47.1	-	-	46.5	-	-

检测项目	标准值（III类）	2019.6.2			2019.6.3		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
CO_3^{2-}	-	未检出	-	-	未检出	-	-
HCO^{3-}	-	252	-	-	140	-	-
Cl^-	-	280	-	-	278	-	-
SO_{4-}	-	794	-	-	799	-	-
pH	6.5～8.5	7.55	0.37	达标	7.73	0.49	达标
总硬度（mg/L）	≤450	**754.3**	**1.68**	**超标**	**754.8**	**1.68**	**超标**
氯化物（mg/L）	≤250	**280**	**1.12**	**超标**	**278**	**1.11**	**超标**
氟化物（mg/L）	≤1.00	0.334	0.33	达标	0.336	0.34	达标
氨氮（mg/L）	≤0.50	0.06	0.12	达标	0.12	0.24	达标
硫酸盐（mg/L）	≤250	**794**	3.18	**超标**	**799**	**3.20**	**超标**
挥发酚（mg/L）	≤0.002	未检出	-	达标	未检出	-	达标
硫化物（mg/L）	≤0.02	未检出	-	达标	未检出	-	达标
硝酸盐（mg/L）	≤20	7.77	0.39	达标	7.74	0.39	达标
亚硝酸盐（mg/L）	≤1.00	未检出	-	达标	未检出	-	达标
氰化物（mg/L）	≤0.05	未检出	-	达标	未检出	-	达标
镉（mg/L）	≤0.005	未检出	-	达标	未检出	-	达标
铅（mg/L）	≤0.01	0.00040	0.04	达标	0.00039	0.039	达标
铜（mg/L）	≤1.00	0.00035	0.00035	达标	0.00034	0.00034	达标
砷（mg/L）	≤0.01	0.00064	0.06	达标	0.00060	0.06	达标
汞（mg/L）	≤0.001	未检出	-	达标	未检出	-	达标
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	未检出	-	达标	未检出	-	达标
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	**1498**	**1.50**	**超标**	**1506**	**1.51**	**超标**
石油类	0.05	未检出	-	达标	未检出	-	达标

表 4.3-8　地下水环境质量现状评价结果——铁提尔村水井　单位：mg/L（pH 除外）

检测项目	标准值（III类）	2019.6.2			2019.6.3		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
K^+	-	3.31	-	-	3.34	-	-
Na^+	-	47.8	-	-	48.0	-	-
Ca^{2+}	-	53.3	-	-	56.6	-	-
Mg^{2+}	-	15.2	-	-	15.1	-	-
CO_3^{2-}	-	未检出	-	-	未检出	-	-
HCO^{3-}	-	115	-	-	115	-	-
Cl^-	-	96.9	-	-	95.1	-	-
SO_{4-}	-	66.6	-	-	66.8	-	-
pH	6.5～8.5	7.88	0.59	达标	7.99	0.66	达标

检测项目	标准值（III类）	2019.6.2			2019.6.3		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
总硬度（mg/L）	≤450	204.1	0.45	达标	204.1	0.45	达标
氯化物（mg/L）	≤250	96.9	0.39	达标	95.1	0.38	达标
氟化物（mg/L）	≤1.00	0.096	0.10	达标	0.085	0.08	达标
氨氮（mg/L）	≤0.50	0.06	0.12	达标	0.06	0.12	达标
硫酸盐（mg/L）	≤250	66.6	0.27	达标	66.8	0.27	达标
挥发酚（mg/L）	≤0.002	未检出	-	达标	未检出	-	达标
硫化物（mg/L）	≤0.02	未检出	-	达标	未检出	-	达标
硝酸盐（mg/L）	≤20	3.43	0.17	达标	3.43	0.17	达标
亚硝酸盐（mg/L）	≤1.00	未检出	-	达标	未检出	-	达标
氰化物（mg/L）	≤0.05	未检出	-	达标	未检出	-	达标
镉（mg/L）	≤0.005	未检出	-	达标	未检出	-	达标
铅（mg/L）	≤0.01	0.00034	0.03	达标	0.00034	0.03	达标
铜（mg/L）	≤1.00	0.00017	0.00017	达标	0.00017	0.00017	达标
砷（mg/L）	≤0.01	0.00044	0.04	达标	0.00040	0.04	达标
汞（mg/L）	≤0.001	未检出	-	达标	未检出	-	达标
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	未检出	-	达标	未检出	-	达标
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	341	0.34	达标	319	0.32	达标
石油类	0.05	未检出	-	达标	未检出	-	达标

4.2.4 声环境现状调查与评价

4.2.4.1 声环境质量现状调查

（1）数据来源

本次评价共布设 4 个噪声监测点位，分别是整个气田的四界，监测时间为 2019 年 4 月 22 日~4 月 26 日。

（2）评价标准

本次评价执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

（3）评价方法

监测值与标准值直接对比，说明噪声来源是否超标。

（4）评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-9。

表 4.3-9　声环境质量现状评价结果

监测点位	2019.6.2		2019.6.3	
	昼间	夜间	昼间	夜间
气田西侧	43	41	42	40

气田南侧	45	42	44	40
气田东侧	42	40	42	39
气田北侧	46	42	45	41
标准值	60	50	60	50
达标情况	达标	达标	达标	达标

根据监测结果可知，克拉 2 气田声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准限值，项目的建设运营对周边声环境质量影响较小。

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤概况

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，在气田开发区域内分布的土壤主要为灰棕漠土。

（2）土壤环境质量现状监测与评价

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测引用塔里木油田克拉 2 气田环境影响后评价土壤监测数据，监测时间为 2019 年 4 月 17 日。

（3）评价方法

监测值与标准值直接对比，说明土壤环境质量是否超标。

（4）评价结果

土壤环境现状监测结果见表 4.3-14~表 4.3-20。

土壤环境现状监测结果见表 4.3-14~表 4.3-20。

根据监测结果可知，各监测点土壤 pH 值均大于 7，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量较低，符合《土壤环境质量标准　建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中建设用地第二类筛选值要求。

表 4.3-14　土壤环境质量现状监测及评价结果（一）　　单位：mg/kg

序号	监测因子	二级标准	KL2-7 井				克拉处理站（一站）				克拉处理站（二站）				人工湿地				固废填埋场			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1	pH 值	-	9.91	-	9.29	-	9.07	-	9.08	-	8.15	-	8.28	-	8.11	-	8.14	-	8.98	-	8.93	-
2	镉	65	0.31	达标	0.26	达标	0.18	达标	0.16	达标	0.58	达标	0.41	达标	0.30	达标	0.28	达标	0.20	达标	0.19	达标
3	铬（六价）	5.7	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标	<2.00	达标
4	铜	18000	30.1	达标	23.3	达标	29.3	达标	29.9	达标	35.3	达标	42.1	达标	37.5	达标	39.1	达标	31.7	达标	27.6	达标
5	铅	800	18.8	达标	19.8	达标	23.4	达标	25.1	达标	24.9	达标	18.6	达标	27.2	达标	28.2	达标	33.5	达标	26.8	达标
6	总汞	38	0.034	达标	0.045	达标	0.011	达标	0.013	达标	0.017	达标	0.016	达标	0.030	达标	0.028	达标	0.022	达标	0.020	达标
7	镍	900	18.6	达标	20.1	达标	32.1	达标	31.9	达标	20.7	达标	21.1	达标	31.6	达标	33.0	达标	30.6	达标	25.4	达标
8	四氯化碳	2.8	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标	<0.0021	达标
9	氯仿	0.9	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标
10	1,1-二氯乙烷	9	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标
11	1,2-二氯乙烷	5	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标
12	1,1-二氯乙烯	66	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标

序号	监测因子	二级标准	KL2-7 井				克拉处理站（一站）				克拉处理站（二站）				人工湿地				固废填埋场			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
13	二氯甲烷	616	<0.0026	达标	<0.0026	达标	0.0256	达标	<0.0026	达标	0.0335	达标	<0.0026	达标	0.0225	达标	<0.0026	达标	<0.0026	达标	<0.0026	达标
14	1,2-二氯丙烷	5	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标	<0.0019	达标
15	1,1,1,2-四氯乙烷	10	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标
16	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标
17	四氯乙烯	53	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标	<0.0008	达标
18	1,1,1-三氯乙烷	840	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标
19	1,1,2-三氯乙烷	2.8	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标	<0.0014	达标
20	三氯乙烯	2.8	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标
21	氯乙烯	0.43	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标	<0.0015	达标
22	苯	4	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标
23	氯苯	270	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标	<0.0011	达标
24	1,2-二氯苯	560	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标
25	1,4-二氯苯	20	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标

序号	监测因子	二级标准	KL2-7 井				克拉处理站（一站）				克拉处理站（二站）				人工湿地				固废填埋场			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
26	乙苯	28	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标	<0.0012	达标
27	苯乙烯	1290	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标	<0.0016	达标
28	甲苯	1200	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标	<0.002	达标
29	硝基苯	76	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标	<0.0004	达标
30	2-氯酚	2256	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标	<0.04	达标
31	苯并[a]蒽	15	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标	<0.12	达标
32	苯并[a]芘	1.5	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标	<0.17	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	<0.17	达标	<0.11	达标	<0.11	达标	<0.11	达标	<0.11	达标	<0.11	达标	<0.11	达标	<0.11	达标	<0.11	达标	<0.11	达标
35	䓛	1293	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标	<0.14	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标
37	茚并[1,2,3-cd]芘	15	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标	<0.13	达标
38	萘	70	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标	<0.09	达标

序号	监测因子	二级标准	KL2-7 井				克拉处理站（一站）				克拉处理站（二站）				人工湿地				固废填埋场			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
39	氯甲烷	37	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标	<0.0010	达标
40	顺式-1,2-二氯乙烯	596	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标
41	石油烃（C_{10}~C_{40}）	4500	<6.0	达标	<6.0	达标	<6.0	达标	<6.0	达标	<6.0	达标	<6.0	达标	<6.0	达标	6.5	达标	<6.0	达标	<6.0	达标
42	反式-1,2-二氯乙烯	54	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标	<0.0009	达标
43	1,2,3-三氯丙烷	0.5	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标	<0.001	达标
44	邻-二甲苯	640	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标	<0.0013	达标
45	总砷	60	6.98	达标	8.18	达标	13.0	达标	15.7	达标	9.25	达标	8.98	达标	15.4	达标	15.4	达标	16.1	达标	14.9	达标
46	间,对-二甲苯	570	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标	<0.0036	达标
47	苯胺	260	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标	<0.0040	达标

表 4.3-15　土壤环境质量现状监测及评价结果（二）　　单位：mg/kg

序号	监测因子	二级标准值	KL2-7 井						克拉处理站一站					
			北侧		东侧		西侧		北侧		东侧		西侧	
			0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm

			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1	pH	-	8.60	-	9.48	-	8.02	-	8.31	-	9.43	-	9.63	-	8.09	-	8.10	-	8.11	-	8.57	-	9.02	-	8.50	-
2	砷	60	11.2	达标	15.6	达标	12.9	达标	10.7	达标	12.9	达标	12.1	达标	12.4	达标	13.9	达标	8.35	达标	9.49	达标	7.53	达标	8.09	达标
3	镉	65	0.21	达标	0.22	达标	0.19	达标	0.20	达标	0.21	达标	0.16	达标	0.18	达标	0.18	达标	0.17	达标	0.18	达标	0.19	达标	0.19	达标
4	六价铬	5.7	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标
5	铜	18000	19.0	达标	23.1	达标	25.1	达标	19.9	达标	22.0	达标	16.5	达标	19.1	达标	19.6	达标	23.5	达标	23.8	达标	21.9	达标	23.0	达标
6	铅	800	18.1	达标	19.5	达标	20.8	达标	19.4	达标	21.5	达标	20.0	达标	18.7	达标	19.2	达标	18.0	达标	19.8	达标	21.6	达标	19.2	达标
7	镍	900	17.9	达标	24.2	达标	15.5	达标	19.0	达标	23.2	达标	18.7	达标	22.3	达标	22.6	达标	18.2	达标	19.2	达标	17.6	达标	19.2	达标
8	汞	38	0.023	达标	0.024	达标	0.052	达标	0.047	达标	0.037	达标	0.032	达标	0.055	达标	0.121	达标	0.977	达标	2.505	达标	2.756	达标	1.566	
9	石油烃(C_{10}-C_{40})	4500	未检出	达标	18.3	达标	50.9	达标	18.1	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	14.5	达标	14.8	达标	13.8	达标	8.6	达标

表 4.3-16　土壤环境质量现状监测及评价结果（三）　　**单位：mg/kg**

序号	监测因子	二级标准值	克拉处理站二站												人工湿地											
			北侧				东侧				西侧				北侧				东侧				西侧			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况

序号	监测因子	二级标准值	克拉处理站二站												人工湿地											
			北侧				东侧				西侧				北侧				东侧				西侧			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1	pH	-	8.45	-	8.62	-	8.72	-	8.30	-	8.42	-	8.46	-	9.91	-	9.79	-	9.93	-	9.63	-	9.73	-	10.5	-
2	砷	60	19.1	达标	21.4	达标	16.7	达标	14.5	达标	20.1	达标	19.9	达标	9.90	达标	11.1	达标	9.56	达标	10.6	达标	11.1	达标	10.0	达标
3	镉	65	0.28	达标	0.20	达标	0.31	达标	0.19	达标	0.32	达标	0.18	达标	0.14	达标	0.13	达标	0.15	达标	0.15	达标	0.17	达标	0.14	达标
4	六价铬	5.7	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标
5	铜	18000	25.0	达标	25.8	达标	25.0	达标	24.9	达标	25.5	达标	25.1	达标	20.5	达标	20.4	达标	19.0	达标	17.9	达标	20.1	达标	18.4	达标
6	铅	800	24.8	达标	24.6	达标	30.3	达标	24.8	达标	26.7	达标	24.0	达标	17.6	达标	19.0	达标	17.9	达标	17.3	达标	17.6	达标	17.1	达标
7	镍	900	31.4	达标	32.3	达标	32.3	达标	31.7	达标	33.6	达标	33.8	达标	24.1	达标	22.9	达标	21.6	达标	21.4	达标	23.6	达标	21.7	达标
8	汞	38	0.009	达标	0.005	达标	0.011	达标	0.007	达标	0.003	达标	0.003	达标	0.025	达标	0.015	达标	0.013	达标	0.070	达标	0.018	达标	0.021	达标
9	石油烃(C_{10}-C_{40})	4500	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	25.2	达标	未检出	达标	14.0	达标	6.2	达标	未检出	达标	6.0	达标	未检出	达标

表 4.3-17　土壤环境质量现状监测及评价结果（四）　　单位：mg/kg

序号	监测因子	二级标准值	固废填埋场											
			北侧				东侧				西侧			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1	pH	-	8.21	-	8.53	-	8.50	-	8.94	-	8.51	-	8.99	-
2	砷	60	8.76	达标	9.75	达标	9.17	达标	10.4	达标	9.63	达标	10.7	达标
3	镉	65	0.22	达标	0.22	达标	0.24	达标	0.23	达标	0.23	达标	0.23	达标
4	六价铬	5.7	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标
5	铜	18000	21.3	达标	23.0	达标	21.0	达标	25.5	达标	22.5	达标	25.8	达标
6	铅	800	23.6	达标	25.4	达标	23.2	达标	25.0	达标	24.2	达标	25.7	达标
7	镍	900	23.4	达标	25.2	达标	23.4	达标	26.9	达标	25.2	达标	27.3	达标
8	汞	38	0.015	达标	0.015	达标	0.019	达标	0.019	达标	0.022	达标	0.017	达标
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	15.3	达标	6.5	达标	未检出	达标	7.5	达标	未检出	达标	未检出	达标

表 4.3-18　土壤环境质量现状监测及评价结果（五）　　单位：mg/kg

序号	监测因子	二级标准值	KL2 泥浆池			
			北侧	东侧	西侧	南侧

			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1	pH	-	8.59	-	8.38	-	8.36	-	8.47	-	8.57	-	8.34	-	8.28	-	8.33	-
2	砷	60	13.6	达标	11.7	达标	13.9	达标	11.2	达标	14.9	达标	12.0	达标	14.5	达标	11.9	达标
3	镉	65	0.32	达标	0.26	达标	0.34	达标	0.28	达标	0.32	达标	0.27	达标	0.28	达标	0.28	达标
4	六价铬	5.7	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标
5	铜	18000	27.6	达标	24.9	达标	26.7	达标	24.5	达标	27.1	达标	23.0	达标	27.2	达标	22.6	达标
6	铅	800	20.6	达标	20.0	达标	19.3	达标	19.5	达标	19.6	达标	21.3	达标	18.9	达标	22.4	达标
7	镍	900	27.8	达标	23.9	达标	25.9	达标	23.9	达标	27.1	达标	19.8	达标	25.9	达标	23.0	达标
8	汞	38	0.024	达标	0.021	达标	0.029	达标	0.023	达标	0.021	达标	0.022	达标	0.020	达标	0.022	达标
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	124	达标	114	达标	127	达标	135	达标	122	达标	60.7	达标	130	达标	77.5	达标

表 4.3-19　　土壤环境质量现状监测及评价结果（六）　　单位：mg/kg

序号	监测因子	二级标准值	KL202 泥浆池							
			北侧		东侧		西侧		南侧	
			0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm

			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1	pH	-	8.09	-	8.33	-	8.19	-	8.73	-	8.30	-	8.32	-	8.32	-	8.29	-
2	砷	60	8.79	达标	8.50	达标	8.85	达标	8.90	达标	8.55	达标	8.77	达标	8.48	达标	8.99	达标
3	镉	65	0.18	达标	0.20	达标	0.18	达标	0.19	达标	0.18	达标	0.18	达标	0.18	达标	0.19	达标
4	六价铬	5.7	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标
5	铜	18000	19.0	达标	19.3	达标	18.7	达标	19.6	达标	18.6	达标	19.3	达标	19.6	达标	19.9	达标
6	铅	800	20.1	达标	20.0	达标	19.8	达标	19.9	达标	21.0	达标	19.3	达标	17.7	达标	20.3	达标
7	镍	900	19.1	达标	18.2	达标	18.6	达标	20.2	达标	18.7	达标	19.5	达标	19.6	达标	21.1	达标
8	汞	38	0.014	达标	0.021	达标	0.019	达标	0.018	达标	0.019	达标	0.019	达标	0.032	达标	0.018	达标
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	34.2	达标	48.9	达标	33.7	达标	66.8	达标	29.6	达标	68.4	达标	25.7	达标	45.1	达标

表 4.3-20　　土壤环境质量现状监测及评价结果（七）　　单位：mg/kg

序号	监测因子	二级标准值	气田区域							
			西北侧				东南侧			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1	pH	-	9.75	-	10.01	-	8.44	-	7.99	-

序号	监测因子	二级标准值	气田区域							
			西北侧				东南侧			
			0-20cm		20-40cm		0-20cm		20-40cm	
			监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
2	砷	60	5.59	达标	5.83	达标	9.63	达标	10.6	达标
3	镉	65	0.22	达标	0.19	达标	0.17	达标	0.24	达标
4	六价铬	5.7	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标	未检出	达标
5	铜	18000	14.3	达标	15.4	达标	19.5	达标	20.8	达标
6	铅	800	16.4	达标	19.4	达标	24.1	达标	23.9	达标
7	镍	900	12.6	达标	15.2	达标	25.5	达标	24.4	达标
8	汞	38	0.030	达标	0.050	达标	0.015	达标	0.008	达标
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	21.5	达标	9.6	达标	24.2	达标	94.1	达标

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 生态环境现状调查

1、区域生态环境特征

现场调查可知，气田区域生态环境具有以下特点：

①克拉气田北倚天山山麓，南接拜城盆地，建设工程集中分布在拜城县东北部由西向东区域，地势北高南低、西低东高，海拔在 1400~1700m 之间，地貌由北向南跨越剥蚀低山丘陵-冲洪积平原去两大地貌单元，河流和冲洪沟较发育，地形略有起伏。

②评价范围大部分土地利用类型为戈壁、裸岩石砾地，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。目前人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。

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

④气田开发建设过程中地表建筑物的建设、道路的修建、采气树的增多、管道的敷设等，均使土地利用格局发生变化，虽然景观的基质不会发生根本性变化，但人文主导下的斑块和廊道的数量及面积显著增多。

2、生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，工程所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.3-10。

表 4.3-10　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	天山山地温性草原、森林生态区（Ⅲ）
	生态亚区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区（$Ⅲ_3$）
	生态功能区	天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区
主要生态服务功能		天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游
主要生态环境问题		水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感
主要保护目标		保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施
主要保护措施		规范天然气和煤炭开采业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理
适宜发展方向		建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游

3、土地利用类型

根据现场踏勘及相关资料，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定克拉 2 作业区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。根据土地利用现状图可知，本项目处理站、单井等主要生产设施占地类型主要是裸岩，有 2 口单井和部分管线穿越了少部分的低覆盖度草地和戈壁，详见图 4.3-3。

4、土壤类型

根据现场调查结果及全疆土壤类型图分析，在气田开发区域内分布的土壤主要为灰棕漠土，项目区主要土壤类型见图 4.3-4。

灰棕漠土是地带性土壤，在项目区主要分布在山前海拔 1400-1600m 的冲积扇上，在区域占有绝对优势。项目区主要是石膏棕漠土亚类，地表为残积、坡积的岩屑层所覆盖。棕漠土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧室层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。其坡面如下：

0-0.3cm，灰棕色，砂质壤土，松脆，干多海绵状孔隙，薄结皮层；

0.3-5cm，灰棕色，砂质壤土夹有中量砾石，弱片状结构，干，较松，海绵状孔隙，过渡明显；

5-16cm，灰棕色略显红棕，砂质壤土夹有多量砾石，干，紧，有大量蜂窝状孔隙；

16-29cm，杂色，细土极少，主要有砂砾石组成，干，稍紧；

29-100cm，棕黄夹红棕色斑块，干，含大量钠硝石和少量砾石，细粒多呈小透明镜体状存在，含少量结合状新生体，向下过渡明显；

土壤中有机质含量低，土壤贫瘠，地表植被稀疏。

5、植被类型

本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，项目区属于新疆荒漠区、东疆-南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。项目区位于海拔 1600m 一下的山前倾斜戈壁洪积平原区，植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

（1）区域自然植被区系类型

评价区高等植被有 27 种，分属 9 科（详见表 4.3-11）。根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 1 中，膜果麻黄为自治区Ⅰ级保护植物，在气田区广泛分布，属于地区广布种。

表 4.3-11　评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 *Ephcdraceue*	膜果麻黄	*Ephecdra przewalski*
藜科 *Chenopodiaceae*	圆叶盐爪爪	*Kalidium Schrenkiana*
	刺蓬	*Salsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispermum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	短叶假木贼	*Anabasis spp.*
柽柳科 *Tamaricaceae*	琵琶柴	*Rcauuria soongaria*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sambora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
	库车棉鸡儿	*C.camillischmeiderikom*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼蓬	*Peganum barman*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium ruthenicum*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*S Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Siriiusetosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropus sinensis*
	赖草	*Aneurolepidium seealinud*
	猪毛菜	*Slasola spp.*

（2）评价区植被类型

实地调查结果表明，组成项目地区植被的植物生活型主要是盐柴类灌木、半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群，其中灌木和半灌木植物占优势。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等，本区灌丛植被的建群种或优势种，具有明显的防治水土流失的作用。

气田区域地势平坦，略有起伏，由北向南缓倾，平均坡度 2%左右。此区域主要为短叶假木贼群系，并伴生有猪毛菜、琵琶柴、新疆绢蒿等。植被覆盖度约为 5%~10%。项目区植被类型见图 4.3-5。

6、野生动物现状调查与评价

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按照中国动物地理区划分级标准，评价区属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.3-12。

表 4.3-12　项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			戈壁
两栖、爬行类	**3 种**	—	
绿蟾蜍	*Bufo viridis*	—	++
南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsyth*	—	++
密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	—	++
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*	—	++
鸟类	**19 种**	—	
鸢	*Milvus korshun*	R	+
苍鹰	*Accipiter gentiles*	B	±
普通鵟	*Buteo buteo*	W	+
红隼	*Falco tinnunculus*	R	+
凤头麦鸡	*vancllus vancllus*	B	±
毛脚沙鸡	*Syrrthates paradoxus*	R	+
原鸽	*Columba livia*	R	+
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	++
凤头百灵	*Galerida cristata*	R	++
角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
云雀	*Alauda arvensis*	B	±
白鹡鸰	*Motacilla alba*	B	+
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	±
黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	S	++
寒鸦	*Corvus monedula*	W	±
小嘴乌鸦	*Corwua corone*	B	±
树麻雀	*Passer montanus*	R	+
黑顶麻雀	Passer ammodendri	R	+
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+
哺乳类	**7 种**		
草兔	*Lepus capensis*	—	++
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*	—	±
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	—	+
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—	+

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			戈壁
狼	*Canis lupus*	—	±
鹅喉羚	*Gazalla subgutturosa*	—	±
赤狐	*rulpes vulpes*	—	±

注：（1）R——留鸟　B——繁殖鸟　W——冬候鸟　S——夏候鸟

（2）±：偶见种类　　＋：常见种　　＋＋：多见种

经过咨询当地林业局野生动物保护科以及当地环保局等单位，该区域共有国家和自治区保护动物 6 种，见表 4.3-13。

表 4.3-13　项目区主要动物种类及分布

物种	保护级别	区域分布情况	生活习性
鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）	国家Ⅱ级	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和采气管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51±0.11 只/km²	春夏季节项目区鹅喉羚主要在北部山区活动，秋冬季节鹅喉羚多集 4-8 只小群或分散至项目气田区域活动，从晨昏到午夜不断采食。
赤狐（*Vulpes vulpes*）	自治区Ⅰ级	多在山坡活动，经常栖息在石缝或山沟里，只在繁殖季节才住在窝里。	赤狐听觉、嗅觉发达，性狡猾，行动敏捷。喜欢单独活动。在夜晚捕食。
鸢（*Milvus korschun*）	国家Ⅱ级	多见于山区林地、城郊及居民点附近。天气晴朗时，常见其天空朝翔。国内分布几乎遍布各地，终年留居。在项目区北部的山区及南部的农田绿洲边缘常见。	又名老鹰、黑鸢、鹞鹰，体长约 650mm，上体暗褐杂以棕白色；耳羽黑褐色。下体大部分为灰棕色带黑褐色纵纹；翼下具白斑。尾叉状，翱翔时最易识别。发现猎物，立即俯冲直下，以鼠、兔、蛙、鸟等为食。在高大乔木的顶端营巢。
苍鹰（*Accipiter gentiles*）	国家Ⅱ级	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林、阔叶林等森林地界，于疏林林缘和灌从地带，次生林中也较常见。也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。在项目区北部的山区森林中及南部的农田绿洲林木生长区有分布。	除迁徒期间外，很少在空中翱翔，多隐蔽在森林中树枝间窥视猎物，一旦发现森林中的鼠类、野兔、雉类、鸠鸽类和其他中小形鸟类的猎物，则迅速俯冲，呈直线追击，用利爪捕获猎物。
红隼（*Falco tinnunculus)*	国家Ⅱ级	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，分布在山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野等，在项目区北部的山区及南部的农田绿洲区有分布。	以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。红隼平常喜欢单独活动，尤以傍晚时最为活跃。繁殖期为 5－7 月。在新疆为留鸟。
普通鵟*(Buteo buteo)*	国家Ⅱ级	主要栖息于山地森林和林缘地地带，常见在开阔平原、荒漠、旷野、开垦的耕作区、林缘草地和村庄上空盘旋翱翔。	多单独活动，有时亦见 2-4 只在天空盘旋。活动主要在白天。天性机警，视觉敏锐

由于项目区北接天山山区，南接绿洲盆地，有椒蒿的植被和食物来源，现场勘查时偶尔可遇见鹅喉羚、鸢、红隼等保护动物，但由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本工程建设过程中施工内容主要为钻井工程、单井及站场建设、管道铺设、及配套地面设施建设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的固体废物。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为临时占用土地，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1)钻井工程废气

钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气和测试放喷废气。

①钻井柴油发电机废气

本工程在钻井作业中，采用柴油发电机组为钻机提供动力和照明等，周围无居民区等环境敏感区，本工程使用环保检验合格的柴油发电机，且使用时间短，废气排放量不大。因此柴油发电机组废气不会对周围环境产生明显影响。同时，本评价建议，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告 2020 年第 74 号)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)。

②测试放喷

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。

(2)地面工程、管道工程及道路工程施工废气

在地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，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、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，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，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(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，可为环境所接受。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)环境影响分析

本工程施工阶段钻井工程、地面工程、道路工程和管道工程，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、柴油发电机废气、测试废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1)施工扬尘污染防治措施

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)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 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，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	洒水抑尘措施	施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
3	重污染天气应急预案	Ⅳ级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)
		Ⅲ级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
		Ⅱ级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)	
		Ⅰ级(红色)预警：停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

(2)机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(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、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、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，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。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井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，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 5.1-2。

表 5.1-2　　**施工机械产噪值一览表**　　单位：[dB(A)/m]

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	5	吊装机	95/5
2	推土机	86/5	6	钻机	100/1
3	挖掘机	84/5	7	泥浆泵	90/1
4	运输车辆	86/5	—	—	—

②施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪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：

$L_r=L_{ro}-20lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——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 5.1-3。

表 5.1-3　　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	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	

续表 5.1-3　　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	700m	900m	1200m	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工

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	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程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；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 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。根据开发区块分布及站场位置，与最近的噪声敏感点的距离大于 500m，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

另外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。钻井工程在昼间 300m、夜间 900m 以上方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。

5.1.2.2 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

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声敏感点进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在驶经声敏感点时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

(2)合理安排施工时间

在公寓附近的地面工程建设施工，采取控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工来减缓影响。

(3)采取噪声控制措施

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。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工活动分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，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。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本工程主要包括钻井工程、地面工程和管线工程等，施工期固体废物主要为施工土方、施工废料、钻井泥浆废弃物、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。

①施工土方、施工废料

施工土方全部用于管沟和井场回填，施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理，项目开挖土方 30.1 万 m^3，回填土方 33.5 万 m^3，借方 3.4 万 m^3，借方主要来源于拜城泰昌砂石料厂，无弃方。

②钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土泥浆、聚磺体系泥浆。膨润土泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

③钻井岩屑

每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 1360m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 736m^3，磺化泥浆钻井岩屑 425m^3,油基泥浆钻井岩屑 199m^3。

2 口井钻井期间总岩屑产生量为 2720m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 1472m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑 850m^3，油基泥浆钻井岩屑产生量为 398m^3。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺

分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理，通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③生活垃圾

本工程新钻2口井共计产生生活垃圾19.5t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至大北地区固废填埋场处理。

④含油废物

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生的废润滑油量较少，另外在钻井、设备检修时产生少量含油废物。

塔里木油田分公司对施工单位要求废油不落地，施工单位采取相应措施防止废油品落地，主要措施为柴油发电机、油品储罐、石油钻杆的贮存区等设备下方采取防渗措施。工程结束后，废油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

每口新井设备检修产生的废油产生量约为0.5t，本工程新增含油废物1t/a，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，定期由有危废处置资质单位接收处置，并按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑥烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本工程新钻井2口，烧碱废包装袋产生量为0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。并按《危险废物收集 贮存

运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

5.1.3.2 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，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

(1)钻井废弃物处理方案

严格执行塔里木油田分公司“塔里木油田公司钻井(试油、修井)环境保护管理办法”和《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)标准等相关要求。膨润土泥浆排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，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，运至克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

(2)其它要求或方案

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

④妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场

⑤完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(3)废润滑油及烧碱废包装袋的控制与处置

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废润滑油直接由设备接入铁质油桶中，不落地，暂存于撬装式危废暂存间中。废润滑油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、

买卖。烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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。

5.1.4 施工废水影响分析

项目施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

(1)酸化压裂废水

钻井工程当钻至目的层后，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。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个井场产生的酸化压裂废水约 90m^3，本工程共部署新钻井 2 口，酸化压裂废水产生量约为 180m^3。

酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(2)管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用。试压结束后排入防渗的暂存池，后续用于区块绿化。

(3)生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程新钻井 2 口，生活污水共计产生量为 3120m^3，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

本工程施工期间无废水直接外排，且项目周边无地表水体，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地及道路临时占地等占地，本工程部署13口井，其中7口新井，7口新井中5口井已履行单井钻井环评手续，其井场、进场道路等占地影响已评价过，本项目不再重复评价。

占用植被、土壤和土地情况见表5.1-4。

表5.1-4 **本工程占用植被和土壤情况表** 单位：hm^2

序号	工程内容	占地面积(hm^2)		占用植被类型		占用土壤类型	占用土地类型
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地		
1	井场（7口新井）	0.546	2.6	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以砾质土琵琶柴荒漠为主	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以砾质土琵琶柴荒漠为主	淡棕钙土	裸岩
2	管线工程	0	62.4			淡棕钙土、石膏棕漠土、	裸岩、戈壁
3	道路工程	2.025	0.9			淡棕钙土、石膏棕漠土	裸岩
合计		2.571	65.9			—	-

永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别为2.571hm^2和65.9hm^2，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.5.2 对土壤环境影响

本工程永久占地和临时占地分别为2.571hm^2和65.9hm^2，主要土壤类型为淡棕钙土、石膏棕漠土等。

(1)钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、含油废物及烧碱废包装袋等。

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，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，运至克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理；井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋场处理；含油废物采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，定期由有危废处置资质单位接收处置；烧碱废包装袋暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

综上所述，只要对钻井作业产生钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、含油废物及烧碱废包装袋等进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

(2)管线临时占地对土壤环境的影响

管线开挖临时占地面积共62.4hm^2。主要土壤类型是淡棕钙土、石膏棕漠土等，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

(3)车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.1.5.3 对植被的影响分析

(1)占地

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

响区段植被的一次性破坏较大。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度与植被恢复能力有直接关系。

(2)占地对植被的影响

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态系统，占地对植被影响较小。

(3)生物量损失

本工程永久占地面积2.571hm^2，临时占地65.9hm^2，本工程站场、管线及道路施工区域以砾质土琵琶柴荒漠为主。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，hm^2；W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

本工程站场、管线及道路施工区域主要为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为10%，平均生物量0.45t/hm^2，将造成1.16t永久植被损失和29.7t临时植被损失。加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4)污染物对植物的影响

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

施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，其中酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；试压废水试压结束后排入防渗的暂存池，后续用于区块绿化；生活污水定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理，所以不会对植被产生影响。

(5)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。

5.1.5.4 对野生动物的影响分析

(1)对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动的喧闹、施工机械噪声，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

(2)对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

5.1.5.5 生态环境影响减缓措施

5.1.5.5.1 井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

②严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

③井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

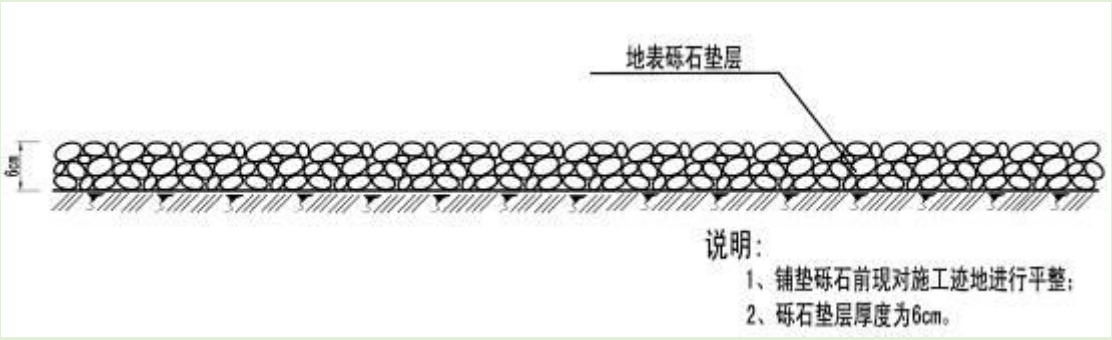

图 5.1-1　井场砾石压盖措施典型设计图

5.1.5.5.2 管线及道路施工生态保护工程措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

③施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦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，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

⑨施工开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

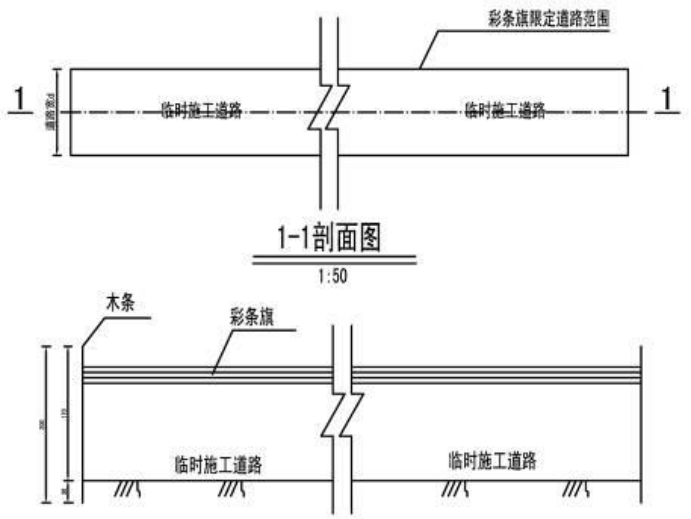

图 5.1-2　　彩条旗拦挡典型设计图

5.1.5.6 水土流失影响

(1)水土流失影响分析

本工程所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围内，具体工程量为：①部署 13 口井，其中新建采气井 7 口，改造老井 2 口，老井利用 4 口；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座、改造采气井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤巡井道路 26km（其中利用已建 21.5km 道路，新建 4.5km 道路），配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程，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，严重时会形成沙尘暴，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。由于站场工程、道路工程和管道工程等分建(构)物建设、基础开挖与回填、大量松散土体的临时堆积、建(构)筑材料的临时堆放，造成项目区地表扰动和再塑，使地表失去固土抗冲能力。道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

(2)水土流失保护措施

根据项目建设特点和区域自然条件，因地制宜、有针对性的提出适宜的水土流失防治措施，主要包括工程措施、临时措施两部分。

①工程措施：对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，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地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

②临时措施：施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动；在管沟、道路施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；项目所在区域具有降水量少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

5.1.5.7 防沙治沙分析及措施

5.1.5.7.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 191389 万元。建设内容包括：①部署 13 口井，其中新建采气井 7 口，改造老井 2 口，老井利用 4 口；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座、改造采气井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤巡井道路 26km（其中利用已建 21.5km 道路，新建 4.5km 道路），配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。项目建成后年产气 $12.05\times10^{8}m^{3}$，年产凝析油规模 $2.23\times10^{4}t$，年回注水量为 $3.65\times10^{4}m^{3}$。

(2)项目区地理位置、范围和面积

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克拉 2 区块。项目总占地预计 68.471hm^2，其中永久占地 2.571hm^2(主要包括井场、道路永久占地)，临时占地 65.9hm^2(主要包括井场、管线、道路临时占地)，占地区域无沙地，评价范围内也无沙化封禁保护区。项目平面布置情况见图 3.4-1。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目所在区域地处于拜城盆地中上部，项目区以北为南天山地槽褶皱带，以南为秋立塔克弧型构造带。项目区主要植被为琵琶柴、合头草、芨芨草、锦鸡儿、猪毛菜等。所在区域河流主要为木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉河和克孜勒河，项目区域无地表径流，仅分布冲沟。项目区域含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于 1.5L/s•m，渗透系数 4～80m/d，单井涌水量 400～5000m^3/d，水量丰富。地下水矿化度一般在 0.60～1.71g/L 之间，水化学类型为 HCO_3-SO_4-Ca-Mg 或 SO_4-Cl-K-Na-Ca 型水。

(4)项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

拜城县沙化土地总面积为 246779.80hm^2，可治理面积 2238.2hm^2，比重为 0.91%。

区域防沙治沙工作已实施“三北”防护林工程，“三北”防护林体系工程是党中央、国务院针对我国西北、华北和东北的风沙危害和水土流失严重的现实情况而决定建设的大型防护林体系工程，也是为改善区域生态环境而列入我国国民经济和社会发展规划中的重大建设项目。

项目实施以来，拜城县累计工程面积 9.62 万 hm^2，其中：人工造林面积累计 8.77 万 hm^2，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万 hm^2。

5.1.5.7.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1)占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本工程永久占地面积 2.571hm^2，临时占地面积 65.9hm^2，其中荒漠化土地面积为 68.471hm^2，占总占地面积的 100%。

(2)弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、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管沟和铺垫井场。

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。

(3)损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)

拟建工程占地主要为裸岩及戈壁，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4)可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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。

5.1.5.7.3 防沙治沙内容及措施

(1)采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年11月14日修订)；

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

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

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，得到有效保护。

(3)治沙措施（物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施）

本项目占地主要为裸岩及戈壁，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(5)各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.5.7.4 方案实施保障措施

(1)组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各钻井队、施工队作为

措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各钻井队、施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2)技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

(3)防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资 50 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

(4)生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计克拉苏气田克拉 2 区块植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，得到有效保护。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

本项目位于阿克苏地区拜城县境内，距离该项目最近的气象站为拜城县气象站，项目周边地形、气候条件与拜城县气象站一致。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用拜城县气象站的常规地面气象观测资料。本次评价收集了该气象站多年主要气候统计资料，主要包括气温、风速、风向、年平均相对湿度、降水量等。

(1)温度

拜城县多年月平均温度 1 月最低，为-12.2℃，7 月份平均温度最高，为 21.8℃，全年平均温度为 7.8℃。拜城县多年平均温度的月变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 多年平均温度的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均

温度(℃)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.8

(2)风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2　　近 20 年各月平均风速变化统计表

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

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均风速为 0.8m/s，4、5 月份平均风速最大为 1.4m/s，12 月份平均风速最低，为 0.4m/s。

(3)风向、风频

根据拜城县气象站观测资料,拜城县常年主导风向为 SE 风,年均频率为 8%，主导风向不明显。全年静风频率较高，年均频率为 43%。拜城县各季及全年风频见表 5.1-3，年均风频的月变化见表 5.1-4，各季及全年风向玫瑰见图 5.2-1、图 5.2-2。

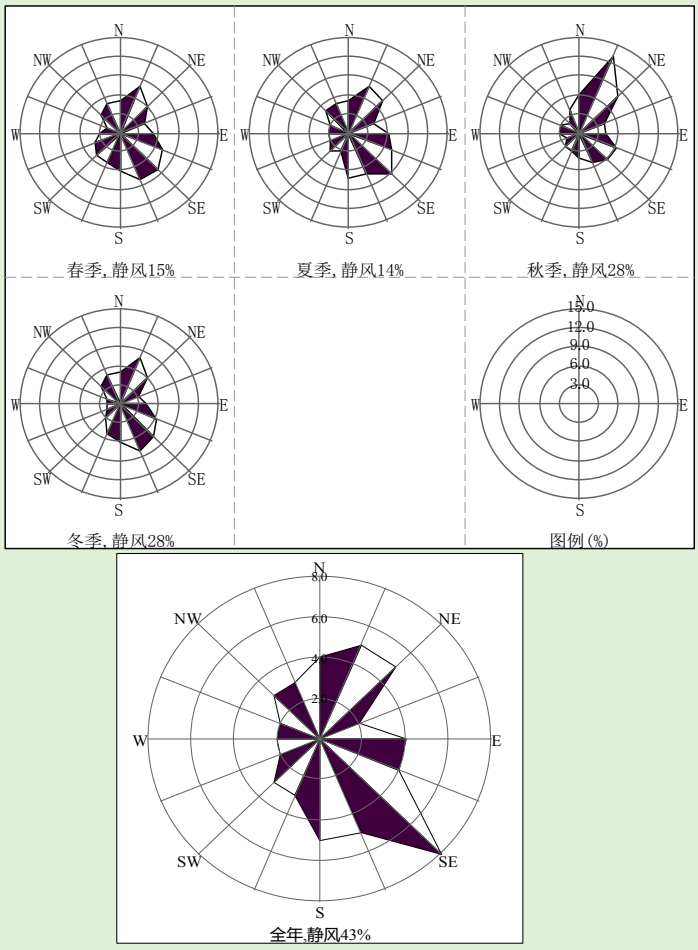

图 5.2-2　拜城县全年风向玫瑰图

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

(1)预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 **项目估算模式参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	--
2	最高环境温度/℃		40.9
3	最低环境温度/℃		-27.4
4	土地利用类型		沙漠化荒地
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	
		地形数据分辨率/m	
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	
		岸线距离/km	
		岸线方向/°	--

(2)预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-4。

表 5.2-4　　主要废气污染源参数一览表(点源)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m^3/h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
1	630kW 井场加热炉烟气(DB1202 井)	81.330189	41.806062	1920	8	0.2	799	9.52	120	4800	正常	PM_{10}	0.016
												$PM_{2.5}$	0.008
												NO_x	0.12
2	315kW 井场加热炉烟气(DB12-7 井为代表)	81.296198	41.799058	1968	8	0.15	399	9.02	120	4800	正常	PM_{10}	0.008
												$PM_{2.5}$	0.004
												NO_x	0.0599
3	200kW 井场加热炉烟气(DB12-9 井为代表)	81.278657	41.796814	2000	8	0.15	254	5.75	120	4800	正常	PM_{10}	0.005
												$PM_{2.5}$	0.0025
												NO_x	0.0381

表 5.2-5　　主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
井场无组织废气(DB1202 井为代表)	81.330189	41.806062	1968	6	6	0	6	8760	非甲烷总烃	0.000325

表 5.2-6　　P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表

名　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　位	--	μg/m^3	μg/m^3	%	%	m
630kW 井场加热炉烟气(DB1202 井)	PM_{10}	1.47	450	0.33	5.55	13
	NO_2	11.1	200	5.55		
315kW 井场加热炉烟气(DB12-7 井为代表)	PM_{10}	0.69	450	0.15		12
	NO_2	5.18	200	2.59		

续表5.2-6　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
200kW井场加热炉烟气(DB12-9井为代表)	PM_{10}	0.54	450	0.12	5.55	11
	NO_2	4.08	200	2.04		
井场无组织废气(DB1202井为代表)	非甲烷总烃	1.08	2000	0.05		10

由表5.2-6可知，项目废气中PM_{10}最大落地浓度为1.47μg/m³、占标率为0.33%；NO_2最大落地浓度为11.1μg/m³、占标率为5.55%；非甲烷总烃最大落地浓度为1.08μg/m³、占标率为0.05%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.3 废气源对四周厂界贡献浓度

为说明本工程实施后厂界无组织排放达标情况，本次新建井场预测四周厂界贡献值，无组织废气对站场四周无组织贡献浓度情况如表5.2-7。

表5.2-7　　站场四周边界浓度计算结果一览表　　单位：μg/m³

场地	污染物	场界	贡献值
井场无组织废气	非甲烷总烃	东场界	1.07
		南场界	0.94
		西场界	0.91
		北场界	0.88

由表5.2-7预测结果可知，本工程实施后，站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为0.88～1.07μg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

5.2.1.4 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本项目大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.2.1.5 污染物排放量核算

(1)有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表5.2-8。

表5.2-8 **大气污染物有组织排放量核算表**

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m^3)	核算排放速率(kg/h)	核算年排放量(t/a)
1	630kW井场加热炉烟气(DB1202井)	颗粒物	20	0.016	0.0768
		NO_x	150	0.12	0.576
2	315kW井场加热炉烟气(DB12-7井为代表)	颗粒物	20	0.008	0.0384
		NO_x	150	0.0599	0.288
3	200kW井场加热炉烟气(DB12-9井为代表)	颗粒物	20	0.005	0.024
		NOx	150	0.0381	0.183
4	合计	7座井场中，1座630kW加热炉，3座315kW加热炉，3座200kW加热炉，污染物排放量合计		颗粒物	0.264
				NOx	1.989

(2)无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.2-9。

表5.2-9 **大气污染物无组织排放量核算表**

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	井场无组织废气(DB1202井为代表)	非甲烷总烃	密闭工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.002847
3	合计	非甲烷总烃	7座采气井场，1座排水井井场污染物排放量合计			0.022776

(3)项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表5.2-10。

表5.2-10 **大气污染物年排放量核算表**

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.264
2	氮氧化物	1.989
3	非甲烷总烃	0.022776

5.2.1.6 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃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。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.7 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表5.2-11。

表5.2-11 **大气环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="7">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="2">一级□</td><td colspan="2">二级☑</td><td colspan="2">三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="2">边长=50km□</td><td colspan="2">边长5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>SO_2+NO_x排放量</td><td colspan="2">≥ 2000t/a□</td><td colspan="3">500～2000t/a□</td><td>＜500t/a☑</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="3">基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3）
其他污染物(非甲烷总烃)</td><td colspan="3">包括二次$PM_{2.5}$□
不含二次$PM_{2.5}$✡</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="2">国家标准☑</td><td colspan="2">地方标准□</td><td>附录D☑</td><td>其他标准 □</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="2">一类区□</td><td colspan="2">二类区☑</td><td colspan="2">一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="7">（2019）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="2">长期例行监测数据☑</td><td colspan="2">主管部门发布的数据□</td><td colspan="2">现状补充监测☑</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="3">达标区□</td><td colspan="3">不达标区☑</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="2">本项目正常排放源☑
本项目非正常排放源✡
现有污染源☑</td><td>拟替代的污染源□</td><td>其他在建、拟建项目污染源□</td><td colspan="2">区域污染源✡</td></tr>
<tr><td rowspan="7">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td>AUSTAL2000□</td><td>EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他☑</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥ 50km□</td><td colspan="3">边长5～50km □</td><td>边长=5km ☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="4">预测因子(PM_{10}、NO_2、非甲烷总烃)</td><td colspan="3">包括二次$PM_{2.5}$□
不包括二次$PM_{2.5}$□</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="4">$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放1h浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长（0.5）h</td><td colspan="2">$C_{本项目}$占标率≤100% □</td><td colspan="3">$C_{非正常}$占标率＞100%✡</td></tr>
<tr><td>大气环境影响预测与评价</td><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">$C_{叠加}$达标 □</td><td colspan="3">$C_{叠加}$不达标 □</td></tr>
</table>

续表 5.2-11　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	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：（颗粒物、NO_x、非甲烷总烃）		有组织废气监测 ✡ 无组织废气监测 ☑	无监测□
	环境质量监测	监测因子：（）		监测点位数（）	无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受 ☑　　不可以接受 □			
	大气环境防护距离	距（　　）厂界最远（　　）m			
	污染源年排放量	SO_2：(0)t/a	NO_x:（1.989）t/a	颗粒物:（0.264）t/a	VOC_s:（0.022776）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（　）”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)评价工作分级判据规定，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级B。

本工程营运期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废水及生活污水。采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，采用“重力沉降除油工艺”处理工艺，处理达标后进行回注；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油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及生活污水不会对周边水环境产生影响。

5.2.2.1 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1)采出水处理

本项目建成投运后，本项目单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证10小时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过新建注水注水管线转输至大北区块回注井中，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-12　　克拉天然气处理厂采出水处理规模一览表

大北天然气处理厂采出水处理站	设计规模	实际处理量	富余能力
采出水 m^3/d	1940	1370	570

本工程采出水为 329.9m^3/d，克拉天然气处理厂采出水处理站满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2)油田公寓现有生活污水处理设施

公寓现有生活污水处理设施设计处理规模 120m^3/d，本项目新增的 8 名管线巡检员所产生新增生活污水总计 0.512m^3/d，故博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施可以满足本工程新增劳动定员所产生的生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+一体化污水处理设备”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 中 C 级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

(3)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后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理采取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，处理规模为 300m^3/d，富余量 120m^3/d，本工程井下作业废水产生量为 0.4m^3/d，仅占克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模的 0.1%，因此克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求，项目井下作业废水产生量为 0.4m^3/d，采用 8m^3的罐车，每 20 天定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。

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、生活污水及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 5.2-13　　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□；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□

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

评价区位于拜城盆地内，盆地内充填了巨厚的第四系松散堆积物，形成了巨大的贮水空间，基底为古近系-新近系。稀少的降雨对地下水的补给作用不大，源自高山冰川和源自中、低山区的库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河流入盆地后，河水大部渗漏补给地下水，使盆地内储藏有丰富的地下水。因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制，位于盆地北部高基底上的 Q_1 和部分 Q_2^{pl}、Q_3^{pl} 地层构成了透水不含水层，部分 Q_2^{pl}、Q_3^{pl} 地层的上部不含水、下部砾岩含水。

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内存在两种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙-孔隙水。其中，第四系松散岩类孔隙水又可进一步划分为第四系潜水和承压水。下面对含水层的分布、埋藏条件、富水程度等水文地质特征，分别进行论述。

（一）第四系松散岩类孔隙水

1、单一结构潜水含水层

评价区单一结构潜水的富水性，可划分为水量极丰富、水量丰富、水量中等、水量贫乏四个级别。

（1）水量极丰富区

呈片状分布于评价区西南部，因受河流渗漏、渠道渗漏、田间灌溉渗漏等的补给非常充分，含水层为砂卵砾石，颗粒粗大，透水性极好，故水量极丰富。

该区潜水位埋深 15.10-80.24m，钻孔揭露的含水层厚度为 44.59-134.90m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂卵砾石；换算涌水量为 5033.71-6959.60m^3/d，富水性级别为水量极丰富；渗透系数为 28.21-90.52m/d，影响半径为 27.41-265.42m。

（2）水量丰富区

呈片状东西向大面积分布于评价区的中部和东部，还呈条带状分布于评价区北部的山区河谷。

分布于评价区中部的潜水，潜水位埋深 32.31-146.75m，钻孔揭露的含水层厚度为 59.25-93.19m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、含砾粗、中砂；换算涌水量为 2517.52-4720.732m^3/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为 6.34-35.77m/d，影响半径为 34.72-155.0m。

分布于评价区东部的潜水，潜水位埋深 5.78-57.31m，钻孔揭露的含水层厚度为 34.22-137.29m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石；换算涌水量为 1578.09-4353.01m^3/d，水量丰富；渗透系数 7.06-32.03m/d，影响半径为 193.03-407.0m。

北部山区河谷内的地下水主要接受河流渗漏补给和大气降雨补给，补给条件良好，加上含水层为单一结构的卵砾石和砂砾石层，孔隙度大，构成了地下水的良好贮存空间，因而水量丰富。如位于喀拉苏河河谷内的潜水孔，孔深 35.77m，潜水位埋深为 7.0m，钻孔揭露的含水层岩性为第四系卵石，含水层厚度为 10.50m；降深 0.99m 时的单井涌水量为 542.81m^3/d，换算涌水量为 2078.0m^3/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为 62.34m/d，影响半径为 45.32m。

（3）水量中等区

呈弧形条带状分布于评价区的中部，呈条带状分布于评价区东部的克孜尔河冲洪积平原的南、北缘。

分布于评价区中部的潜水区，潜水位埋深 18.81-86.79m，钻孔揭露的含水层厚度为 113.21-185.19m，含水层岩性为第四系砂砾石；换算涌水量为 570.59-782.81m^3/d，富水性级别为水量中等；渗透系数为 1.66-3.37m/d，影响半径为 133.7-391.88m。

分布于评价区东部克孜尔河冲洪积平原南、北缘的潜水，潜水位埋深 19.7-47.58m，钻孔揭露的含水层厚度为 103.78-160.3m，含水层岩性为第四系砾卵石及砂砾石层；换算涌水量为 460.23-708.04m^3/d, 富水性级别为水量中等; 渗透系数为 1.56-10.58m/d，影响半径为 4.21-46.8m。

（4）水量贫乏区

呈元宝状小面积分布于评价区的中部。该区的潜水位埋深 134.24m，钻孔揭露的含水层厚度为 65.76m，含水层岩性为第四系砂砾石；换算涌水量为 29.20m^3/d，富水性级别为水量贫乏；渗透系数为 0.11m/d，影响半径为 19.75m。

2、双层-多层结构潜水-承压水含水层

双层-多层结构的潜水-承压水含水层，主要分布在评价区南部，还分布在评价区东部的局部地段。其富水性可划分为五个级别：潜水、承压水水量极丰富区；潜水水量极丰富、承压水水量丰富；潜水水量极丰富、承压水水量中等；潜水水量丰富、承压水水量中等；潜水水量丰富、承压水水量贫乏。

（1）潜水、承压水水量极丰富区

呈月牙形小面积分布在评价区的西南角。分布在该区的潜水，潜水位埋深约 39.78-43.41m，钻孔揭露的含水层厚度为 44.59-51.22m，含水层岩性为第四系砂卵砾石；换算涌水量为 5033.71-5729.66m^3/d，富水性级别为水量极丰富；渗透系数 77.86-77.86m/d，影响半径 25.98-202.16m。钻孔揭露的承压水头为 4.82m；钻孔揭露的含水层厚度为 56.7m，含水层岩性为第四系砂卵砾石；换算涌水量为 5915.77m^3/d，富水性级别为水量极丰富；渗透系数为 92.36m/d，影响半径为 72.65m。

（2）潜水水量极丰富、承压水水量丰富

呈东西向弧形条带状分布于评价区的西南部。分布于该区的潜水，潜水位埋深 15.10-43.45m，钻孔揭露的含水层厚度为 77.22-134.90m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石，换算涌水量为 5395.06-6909.60m^3/d，富水性级别为

水量极丰富；渗透系数为 17.31-90.52m/d，影响半径为 27.41-185.12m。该区的承压水水头，为 4.16～19.0m；承压含水层厚度为 53.5-60.5m，含水层岩性主要为第四系卵砾石、中粗砂，隔水层岩性为粉土；换算涌水量为 1181.46-3762.76m^3/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为 10.25-28.67m/d，影响半径为 234.27-361.4m。

（3）潜水水量极丰富、承压水水量中等

呈半椭圆状小面积分布于评价区的西南部。分布于该区的潜水，潜水位埋深 30.26-43.41m，钻孔揭露的含水层厚度约 44.59-112.57m，含水层岩性为第四系卵砾石，换算涌水量为 5521.80-5729.66m^3/d，富水性级别为水量极丰富；渗透系数为 77.86-85.86m/d，影响半径为 25.98-27.41m。该钻孔孔深 150m，承压水头 1.24m，钻孔揭露的含水层厚度为 52.4m，含水层岩性为第四系中粗砂；降深 4.63m 时的单井涌水量为 603.36m^3/d，换算涌水量为 524.83m^3/d，富水性级别为水量中等；渗透系数为 2.62m/d，影响半径为 66.90m。

（4）潜水水量丰富、承压水水量中等

呈橄榄状小面积分布于评价区的东南部。

钻孔为潜水-承压水钻孔，孔深 80.64m，钻孔揭露的潜水含水层的潜水位埋深为 2.3m，含水层厚度为 19.3m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、中粗砂、粉细砂；降深 2.9m 时的单井涌水量为 708.48m^3/d，换算涌水量为 1257.38m^3/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为 17.18m/d，影响半径为 77.25m。

钻孔揭露的承压含水层的承压水头为 7.3m，含水层厚度为 8.9m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、中粗砂、粉细砂；降深 5.38m 时的单井涌水量为 126.14m^3/d，换算涌水量为 149.67m^3/d，富水性级别为水量中等；渗透系数为 3.35m/d，影响半径为 72.05m。

（5）潜水水量丰富、承压水水量贫乏

呈近似三角形小面积分布于评价区的东南部。分布于该区的潜水，潜水位埋深 10-20m，钻孔揭露的含水层厚度约 80.59m，含水层岩性为第四系砂砾石，换算涌水量为 1608.23-3000m^3/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为 6.34-10.0m/d，影响半径为 86.31-100m。

分布于该区的承压水孔，揭露的承压水头为0.75～-2.20m；承压含水层总厚度约3.9-6.2m，含水层岩性为第四系含砾中粗砂、中细砂，隔水层岩性为粉质粘土；换算涌水量为28.12-28.37m^3/d，富水性级别为水量贫乏；渗透系数为1.82-2.83m/d，影响半径为407.61-412.83m.。

（二）碎屑岩类裂隙-孔隙含水系统

碎屑岩类裂隙-孔隙水主要呈片状东西向分布于评价区北部的克孜勒塔格低山丘陵区。其富水性级别为水量贫乏（单井涌水量＜100 m^3/d，或单泉流量＜0.1L/s）。

在评价区北部的克孜勒塔格低山丘陵区，单泉流量为0.004-0.09L/s，含水层岩性为新近系(N_1-N_2)的砾岩、砂岩、砂砾岩，隔水层岩性为古近系（E）和白垩系（K_1-K_2）的泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

本项目引用区域地下水监测点位，监测结果表明，区域地下水潜水含水层监测因子均未超标。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为三级且评价区域地下水埋深大于100m，因此，本次评价预测污染物垂直入渗对包气带的影响。

5.2.3.3.1 正常状况

(1)废水

本工程运营期单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证10小时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过新建注水注水管线转输至大北区块回注井中，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准；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油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，该装置采用“化粪池+一体化污水处理设备”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中C级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2)油泥(砂)

采气过程中产生的油泥(砂)，转移到下层的量很少。根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中油类物质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，只有极少量的石油类最多可下渗到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。油泥(砂)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，可最大限度减少油泥(砂)量，故油泥(砂)对开发区域地下水的影响很小。

(3)集输管线

本工程正常状况下，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3.2 非正常状况

(1)油水窜层对地下水的污染影响

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：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、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。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油气不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(2)钻井过程中的井喷事故

据建设单位已掌握的克拉苏气田大北区块的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，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。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径300m左右，一般需要1～2天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但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，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地面水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在地下水位小于 1m 地段，石油类污染物可下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，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)大北天然气处理厂采出水泄漏事故对地下水的影响

大北天然气处理厂采出水处理装置采出水泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。因采出水处理装置区域已进行一般防渗处理，很难下渗，所以本次不考虑采出水处理装置采出水泄漏事故对地下水的影响。

(4)集输管道泄漏事故对地下水的影响

管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

通常管道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采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本工程非正常状况下，管线链接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，少量凝析油可能下渗对地下水造成影响，由于本项目所在区域为透水不含水层，包气带厚度大于 100m,所以本次评价将采出液泄漏入渗包气带作为评价的预测情景。

5.2.3.4 预测模型

a.垂直入渗包气带污染影响情景分析

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入包气带。因此，垂直入渗造成包气带污染主要为非正常泄漏工况。

考虑本项目采出液及包气带土壤特征，本次评价为事故状况下，设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏的石油烃对包气带土壤垂直下渗的污染。

b.垂直入渗包气带预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本项目垂直入渗对区域包气带环境影响进行预测，预测公式如下：

(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--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\le z<0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

②非连续点源：

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

c.预测参数选取

本项目所在区域预测模型参数取值见表 5.2-14。

表 5.2-14 **垂直入渗预测模型参数一览表**

包气带质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重(kg/m^3)
杂填土(以人工回填为主)	1.6	0.5	0.32	0.36	1	1.45×10^3

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏，凝析油对包气带的影响。

表 5.2-15　　包气带预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
凝析油	石油烃	820000	瞬时

d.包气带污染预测结果

(1)石油烃预测结果

设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 820000mg/L，预测时段按项目运行期 7300 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为，T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年。

在不同水平年石油烃沿包气带迁移模拟结果如图 5.2-4 所示。

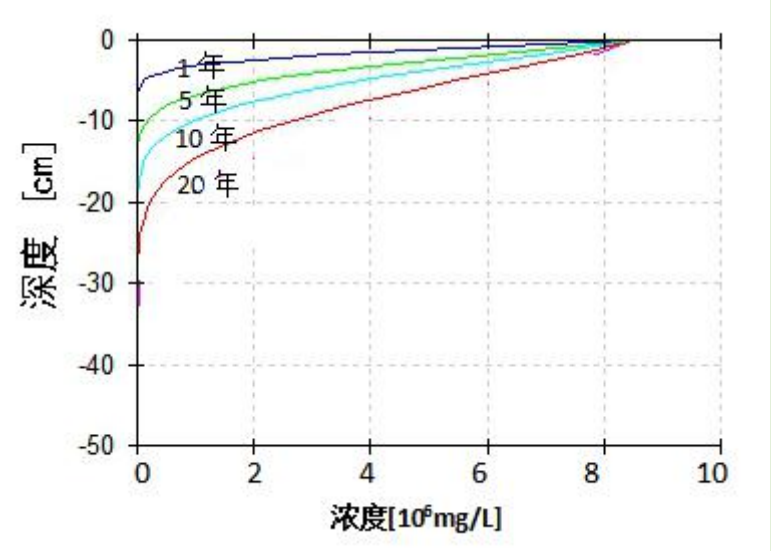

图 5.2-4　　石油烃在不同水平年沿包气带迁移情况

由图 5.2-4 包气带模拟结果可知，石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm。

e.预测结论

根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在包气带表层30cm以内，其污染也主要限于地表。因此，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护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

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输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，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对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2)分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表5.2-16、图5.2-5～图5.2-10。

表5.2-16 **分区防渗要求一览表**

站场	项目		防渗要求
钻井期间井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
	一般防渗区	泥浆罐区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能
		板土+聚合物泥浆池	
		应急池	
营运期井场	一般防渗区	井口、放喷区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能
	简单防渗区	工艺装置区、电控信一体化撬	实施地面硬化
克拉2天然	一般防渗区	闪蒸分离撬	防渗层的防渗性能不应低于1.5m

气处理厂采出水处理装置改造（新增占地区域）		混凝沉降罐操作间	厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能

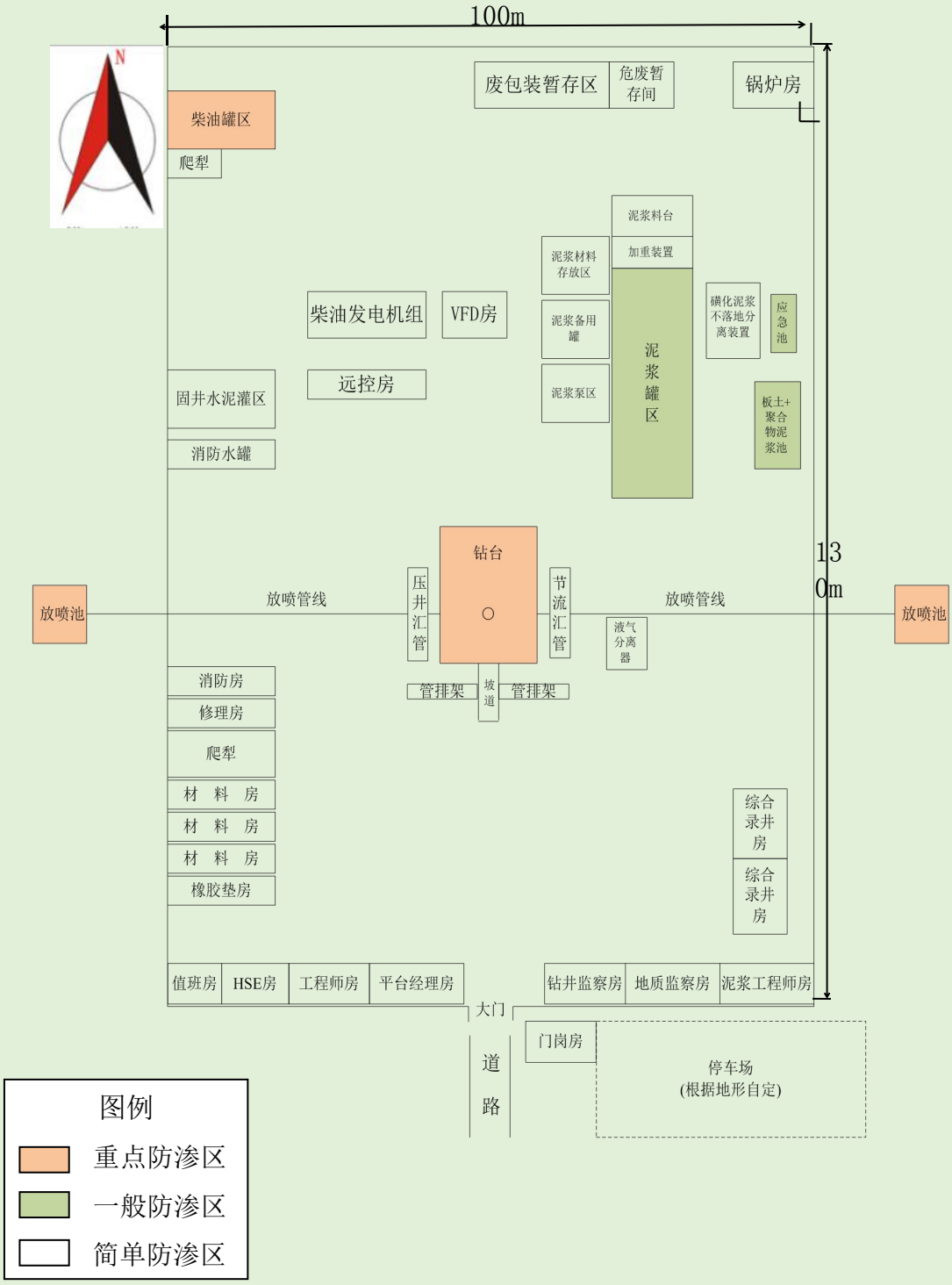

图 5.2-5　　钻井期井场分区防渗图

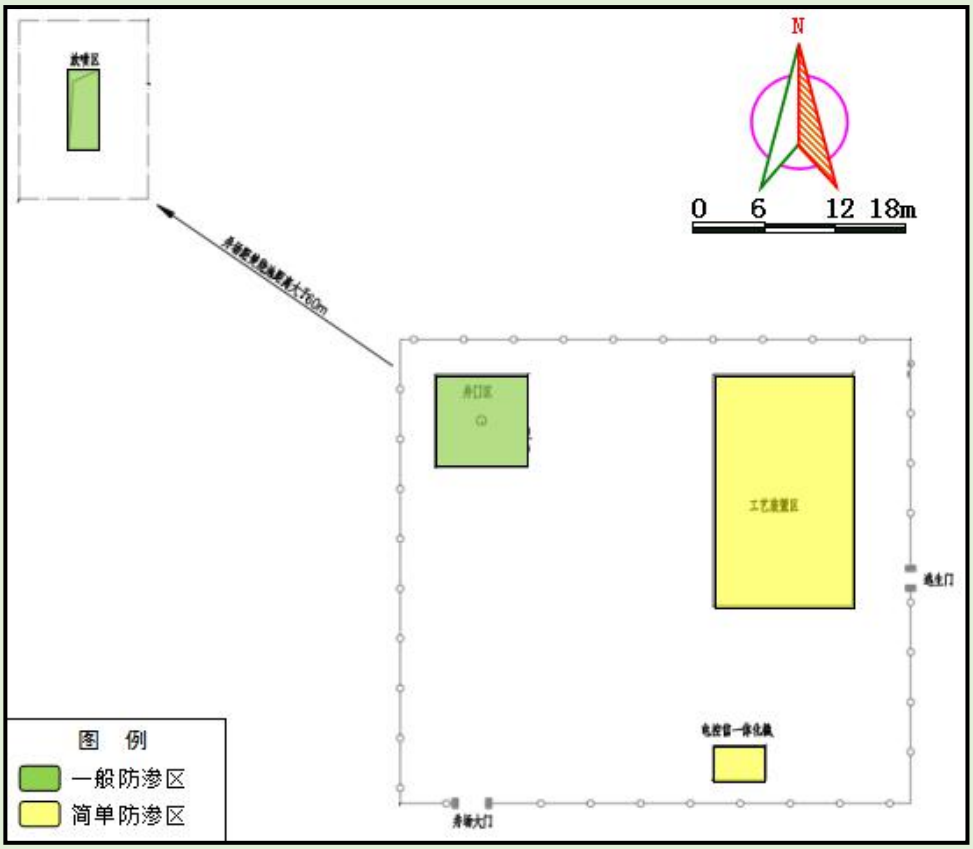

图 5.2-6　　井场分区防渗示意图

(3)管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4)地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游地下水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-17。

表 5.2-17　　**地下水监测点布控一览表**

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	与天然气处理站站的方位/距离
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	SE/8.2

(5)应急响应

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，在第一时间内尽快上报主管领导，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。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1)环境水文地质现状

评价区域位于拜城盆地中部区域，因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

(2)地下水环境影响

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

(3)地下水环境污染防控措施

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，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)地下水环境影响评价结论

综上所述，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以接受。

5.2.4 声环境影响评价

本工程各新建采气井场规格及产噪设备一致，涉及改造的井场吐北 4 井及大北 1201 井，本次大北 1201 井无新增产噪设备，不进行预测，综上，选取 DB1202 井及吐北 4 井井场噪声为代表井场进行预测。本评价以场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.2.4.1 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 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = Lw + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

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计算本项目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，则本项目声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

$$L_{eq}=10\lg(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}})$$

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)。

(3)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目以井场西南角为坐标原点，噪声源噪声参数见表 5.2-18。

表 5.2-18　　站场噪声源参数一览表

序号	声源名称		数量（台/套）	中心坐标（X，Y，Z）	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
1	采气井场（以 DB1202 井作为代表）	采气树	1	（9，12，1）	85	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	15	70
		加热炉	1	（9，14，1.5）	80		15	65
		缓蚀剂加注撬	1	（11，18，1）	80		15	65
2	排水井场（以吐北 4 井作为代表）	气举压缩机橇	1	（10，20，2）	95		15	80
		甲醇加注撬	1	（14，15，2）	80		15	65

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对站场四周场界的贡献声级值见表 5.2-19。

表 5.2-19　　站场噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

场地	厂界	贡献值	现状值		预测值		标准值		结论
			昼间	夜间	昼间	夜间			
新建采气井场(以 DB1202 井作为代表)	东场界	43.0	—	—	—	—	昼间	60	达标
	南场界	42.0							

续表 5.2-19　　站场噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

场地	厂界	贡献值	现状值		预测值		标准值		结论
			昼间	夜间	昼间	夜间			
新建采气井场(以 DB1202 井作为代表)	西场界	41.4	—	—	—	—	夜间	50	达标
	北场界	42.4							
吐北 4 井排水井场	东场界	47.8	39	37	48.3	48.2	昼间	60	达标
	南场界	48.5	39	37	49.0	48.8			
	西场界	45.9	38	37	46.6	46.4	夜间	50	达标
	北场界	42.2	37	37	43.4	43.4			

本工程站场涉油设施阀门和法兰等由表 5.4-2 可知，本次新建站场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 41.4～43.0dB(A)；吐北 4 井排水井场产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 42.2～47.8dB(A)，与现状值叠加后的场界昼间和夜间噪声预测值为 43.4～49.0dB(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，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

本工程产生的固体废物包括生活垃圾、油泥(砂)、清管废渣。根据《一般固体废物分类与代码》(GB／T39198-2020)、《国家危险废物名录(2021年版)》(部令 第15号，2020年11月5日发布，2021年1月1日实施)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本工程固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下：

(1)生活垃圾

本项目井场无人值守，需定期巡检，本工程集输管线较长，距离大北作业区较远，因此新增定员8人。生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按1kg/d·人计算，年工作365天，生活垃圾产生量为2.92t/a。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场处理。

(2)危险废物

凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)；集气干线清管作业产生清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)、清管废渣均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表5.2-20。

表5.2-20 **危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	4.0	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、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置
清管废渣	HW08	900-249-08	0.029	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2次/年	T，I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1)危险废物运输

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

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

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

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-11 所示；



图 5.2-11　　危险废物类别标识示意图

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-12 所示。



图 5.2-12　　危险废物相关信息标签

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；

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

(2)危险废物运输过程影响分析

本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，且库车畅源生态环保科技有限责任公司西北距项目约 126km，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。

(3)危险废物委托处置环境影响分析

本工程油泥(砂)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，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前尚有较大处理余量。

因此，本工程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。

5.2.6 生态环境影响分析

项目营运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，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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，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

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

本工程开发区的基质主要是荒漠生态系统，荒漠生态系统稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油气田开发如井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

(3)景观影响分析

区域经过气田开发，已经形成了采气工业、自然景观交替的景观。本项目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，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可得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到自然恢复。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表A.1，本工程建设内容属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为Ⅱ类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

本工程营运期外排废气中主要颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃，不涉及废水外排。本工程采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液垂直入渗影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表5.2-21。

表5.2-21 **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5.2-21可知，本工程不会因人为因素引起地下水位变化造成的土壤盐化、碱化等土壤生态影响后果的影响途径，本工程影响途径主要为运营期事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3)影响源及影响因子

本工程输送介质为采出液(凝析油和天然气)，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-22。

表 5.2-22　　**土壤环境影响源及影响因子识别表**

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	事故工况

5.2.7.2 土壤环境现状调查

5.2.7.2.1 调查范围

本工程土壤环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为站场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤保护目标主要为调查评价范围内的居民区、耕地及园地，根据现场调查，本项目土壤敏感目标主要为大北 11 集气站及注水干线两侧 200m 范围内的农田。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1)土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场及各站场新增永久占地、管线及道路占地均为荒漠，分布有少量的荒漠植被。

(2)土地利用历史

通过调查以往资料，土地利用历史情况为未利用地。

(3)土地利用规划

本项目所在区域属于克拉苏气田大北 12 区块，以油气田开采为主，区域无相关土地利用规划。

5.2.7.2.4 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灰棕漠土，评价区域土壤类型分布见图 5.2-13。

5.2.7.3 土壤环境影响评价

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

a.垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

(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--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\le z<0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

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

②非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

b.预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本工程选取 DB1202 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-24。

表 5.2-24 **垂直入渗预测模型参数一览表**

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重(kg/m^3)
杂填土(以人工回填为主)	1.6	0.5	0.32	0.36	1	1.45×10^3

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.2-25 **土壤预测源强表**

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	820000	瞬时

c.土壤污染预测结果

(1)石油烃预测结果

采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 820000mg/L，预测时段按项目运行期 7300 天(20 年)考虑。预测时间节点分别为，T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年。

在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-14 所示。

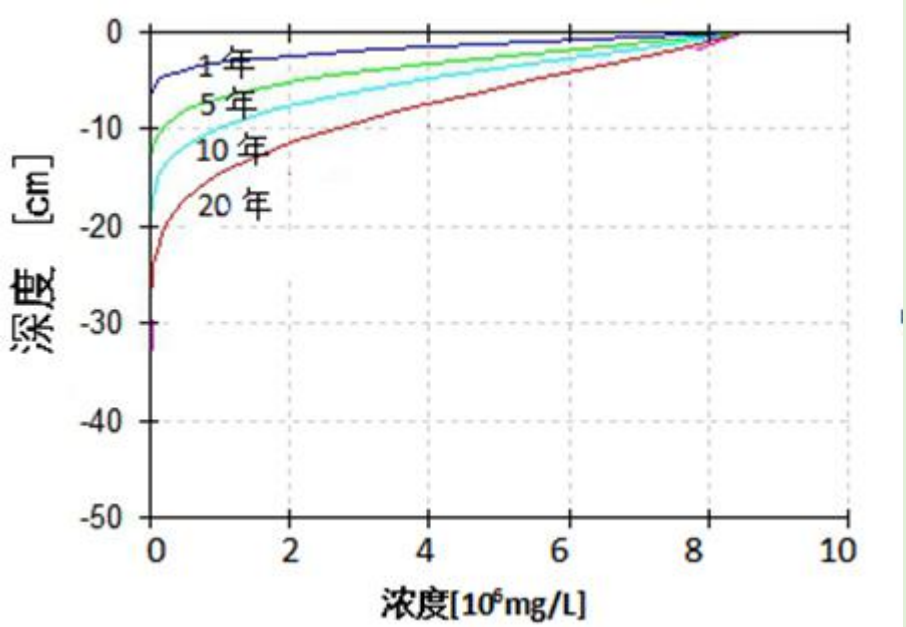

图 5.2-14　　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-14 土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm。

5.2.7.4 结论与建议

本工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.2.7.5 土壤污染防治措施

(1)源头控制

加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，一旦产生含油废物及时、彻底进行回收清理；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

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，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1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3)跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表5.2-26。

表5.2-26　　**土壤跟踪监测点位布设情况一览表**

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场采气树管线接口处	柱状样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值	每5年监测一次

(4)土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

本工程土壤环境影响评价自查表见表5.2-27。

表5.2-27　　**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	2.571hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()	无敏感目标
	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(C_{10}-C_{40})	
	特征因子	石油烃(C_{10}-C_{40})	
	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⓿；不敏感⓿				
评价工作等级		一级□；二级✡；三级⓿				
现状调查内容	资料收集	a)✡；b)✡；c)✡；d)✡				
	理化特性	--				同附录C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0.2m	
		柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、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-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})				
现状评价	评价因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、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-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、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	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃(C_{10}-C_{40})				
	预测方法	附录E✡；附录F□；其他( )				
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：贡献值、预测值				
	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（DB1202 井布设）	**石油烃**	**5 年/次**	
	信息公开指标	**石油烃(C_{10}-C_{40})**			
评价结论		**通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行**			

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本工程主要建设内容包括：①部署 13 口井，其中新建采气井 7 口(新钻井 2 口、已钻井 5 口)，改造老井 2 口（采气井 1 口、排水井 1 口），老井利用 4 口；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座、改造采气井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤巡井道路 26km（其中利用已建 21.5km 道路，新建 4.5km 道路），配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。

本工程排水管线涉及物质为气田水，不作为风险物质考虑，不在风险评价范围内。本工程涉及的风险物质主要为甲醇、天然气及凝析油，甲醇储存在吐北 4 井甲醇储罐内，天然气、凝析油存在于管线中。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影

响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表5.2-28确定环境风险潜势。本工程危险物质存在量及Q值具体见表5.2-29。

表5.2-28　　**建设项目环境风险潜势划分一览表**

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

表5.2-29　　建设项目Q值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集气干线	1	甲烷	74-82-8	39.3	10	3.93
	2	乙烷	74-84-0	0.4	10	0.04
	3	丙烷	74-98-6	0.02	10	0.002
	4	凝析油	/	1	2500	0.0004
Q值Σ						3.9724
气举支线	1	甲烷	74-82-8	1.9	10	0.19
	2	乙烷	74-84-0	0.02	10	0.002
	3	丙烷	74-98-6	0.001	10	0.0001
Q值Σ						0.1921
采气支线	1	甲烷	74-82-8	2.7	10	0.27
	2	乙烷	74-84-0	0.03	10	0.003
	3	丙烷	74-98-6	0.002	10	0.0002
	4	凝析油	/	0.07	2500	0.00003
Q值Σ						0.27323
燃料气支线	1	甲烷	74-82-8	1	10	0.1
	2	乙烷	74-84-0	0.01	10	0.001
	3	丙烷	74-98-6	0.0007	10	0.00007
Q值Σ						0.10107
井场	1	甲醇	67-56-1	2.4	10	0.24
总Q值Σ						4.7788

经计算，本项目Q值为4.7788，1≤Q＜10。

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-30。

表 5.2-30　　环境风险评价工作级别划分一览表

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

根据2.4.1.7.3 建设项目环境风险潜势判断章节，本项目综合环境风险潜势为Ⅱ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为三级。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，部分站场周边存在居住区。项目周边敏感目标分布情况见表5.2-31。

表 5.2-31　　项目周边敏感点概况一览表

序号	保护目标	相对方位	距场站距离(m)	户数(户)/人数(人)
1	大宛齐牧场	大北11集气站东南	1600	343/1200
2	克达科吐尔村	大北11集气站西南	2500	144/504
3	阿热恰特村	大北11集气站西南	1200	129/452
4	博大油气开发部公寓	大北天然气处理厂北侧	600	200

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、凝析油及甲醇。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-32。

表 5.2-32　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线、燃料气管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	

续表 5.2-32　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	集输管线、燃料气管线
4	凝析油	可燃液体	集输管线
5	甲醇	可燃液体	甲醇储罐

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于集输管线及甲醇罐区中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-33。

表 5.2-33　　气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
甲醇储罐	甲醇罐泄漏	储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	甲醇泄漏后及遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
开采阶段	井喷	试油过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；开采阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故，造成次生污染物 CO 排放	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。通常情况下，本

工程使用的甲醇在常温下加压、液化储存，一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀，释放显热，大量气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1～2 天能得以控制。由于站场及管道位于荒漠地带，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品及甲醇泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品及甲醇量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，各类管线及道路施工不穿越地表水体，仅穿越少量冲沟（仅夏季雨水冲刷形成），因此在事故下造成油品及甲醇泄漏不会对区域地表河流造成污染。

井喷事故一旦发生，大量的采出气喷出井口，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。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1～2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的石油类喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。项目周边无地表水体，因此在事故下造成采出气泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排；本工程可能泄露的危险液态物料主要为甲醇和凝析油，甲醇储罐发生事故泄露后，液态物料会泄露至储罐区，在及时发现并清理收集泄露的甲醇溶液后对区域地下水造成污染的环境风险可接受；非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损

造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1)开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

(2)严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(3)钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根放喷单根(钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头)；

(4)按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

(5)严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

(6)认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(7)严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(8)钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(9)发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

(10)关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的80%和地层破裂压力三者中的最小值。

5.2.8.5.2 管道事故风险预防措施

(1)施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②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。

③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。

④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。

(2)运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②定期对管线及储罐进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③利用管线和储罐的压力、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。

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。

(3)管理措施

①在管道系统投产运行前，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制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

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提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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。

(4)油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

(5)防冻剂(甲醇)加注系统泄漏风险预防措施

①采用密闭罐装储存。

②操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。

③密闭操作，防止泄漏，加强通风。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶手套，建议操作人员佩戴过滤式防毒面具。

5.2.8.5.3 环境风险应急处置措施

(1)管道事故应急措施

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

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，

用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处置。

(2)火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3)管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a.切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

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

油气开发部突发环境事件应急预案》(备案编号652926-2020-003)中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；甲醇储罐泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。

(2)环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内的村庄及博大油气开发部公寓作为风险目标。本工程实施后的环境风险主要有采出液和甲醇泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气，油类物质及甲醇可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3)环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司“塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案”中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4)环境风险评价结论与建议

综上，本工程环境风险是可防控的。

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

本工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.2-34，环境风险自查表见表5.2-35。

表5.2-34 **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	甲烷检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	5	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		20	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		20	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延

4	警戒标语和标牌		10	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合　　计		—	55	—

表 5.2-35　　**环境风险自查表**

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	甲烷	乙烷	丙烷	凝析油	甲醇
		存在总量/t	44.9	0.46	0.0237	1.07	2.4
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数 2356 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)				0 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1☐	F2☐		F3☑
			环境敏感目标分级	S1☐	S2☐		S3☑
		地下水	地下水功能敏感性	G1☐	G2☐		G3☑
			包气带防污性能	D1☑	D2☐		D3☐
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1☐	1≤Q<10☑	10≤Q<100☐		100≤Q☐
		M 值	M1☐	M2☐	M3☑		M4☐
		P 值	P1☐	P2☐	P3☐		P4☑
环境敏感程度		大气	E1☐		E2☐		E3☑
		地表水	E1☐		E2☐		E3☑
		地下水	E1☐		E2☑		E3☐
环境风险潜势		IV+☐	IV☐		III☐	II☑	I☐
评价等级		一级☐		二级☐		三级☑	简单分析☐
风险识别	物质危险性	有毒有害☑			易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄漏☑			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑		地表水☐		地下水☑	
事故情形分析		源强设定方法		计算法☐	经验估算法☐		其它估算法☐
风险预测与	大气	预测模型		SLAB☐	AFTOX☐		其他☐
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m				
	地表水	最近环境敏感目标___，到达时间___h					

评价	地下水	下游厂区边界到达时间____d
		最近环境敏感目标___，到达时间____d
重点风险防范措施		具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”
评价结论与建议		本工程运行过程中存在着泄漏、火灾、爆炸风险，必须严格按照有关规范标准的要求对井场进行监控和管理。在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本工程的环境风险可防控
注：“□”为勾选项，“___”为填写项。		

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.3.2 闭井期生态保护措施

气田单井进入开采后期，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。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1)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。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。

(2)闭井期井场集输管线维持现状，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。

(3)各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(4)井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免应拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

(5)严格控制临时施工场地与施工道路面积和范围，减少对地表植被的破坏。

(6)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(7)对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(8)保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层产生二次污染。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2)为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；

(5)在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

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

6.1.1.2 柴油发电机废气

柴油机功率与钻机尽量匹配，对柴油机、发电机做好保养措施，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告2020年第74号)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)。

6.1.1.3 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(2)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。

(3)在测试放喷的单个井场选址过程中，要考虑测试放喷对周围环境影响，

确保井场测试放喷时周围 500m 范围内无人；由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

项目运营期严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

(1)真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2)本工程营运期无组织废气主要产污环节场站内阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本工程将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

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

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

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

类比《大北气田滚动勘探开发项目建设项目竣工环境保护验收调查表》验收期间开展的吐北 401 井场污染源监测数据。监测数据见表 6.1-1。

表 6.1-1　　污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况

废气	吐北 401 井	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.3～0.69mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《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	达标

根据类比吐北 401 井监测数据，井场无组织废气均可达标排放，因此本项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，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。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

6.2.1.1 钻井工程

项目钻井过程废水污染源有：钻井废水、酸化压裂废水和施工队队生活污水。

①钻井废水

根据目前气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，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；井阶段结束后，清运至下一口综合利用。

②压裂废水

本工程新钻 2 口新井，排放的压裂废水共计约 180m³，产生量每天为 0.55m³/d，定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。废水按照相关要求进行运输，并填写废水的收集记录、转运记录表，并将记录表作为废水管理的重要档案妥善保存，对运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

③施工队生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，钻井工程结束后定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施设计处理规模 120m³/d，本工程钻井期生活污水产生量为 4.8m³/d，故博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施可以满足本工程钻井期生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+一体化污水处理设备”工艺对生活污水

进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 中 C 级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

6.2.1.2 地面工程施工

①管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后排入防渗的暂存池，后续用于大北 12 区块绿化。

②施工队生活污水

地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，其污染物主要为 SS、COD，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

6.2.2.1 采出水处理措施可行性分析

本项目原有采出水处理装置处理后的采出水水质不能稳定达标，所以新建沉降罐及过滤器橇，以增大沉降时间、减小装置处理污染物负荷量，使装置能够高效、稳定的运行。项目建成投运后，项目单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证 10 小时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过新建注水管线转输至大北区块回注井中，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

大北天然气处理厂采出水处理站采出水设计规模为 1940m^3/d，富余量为 570m^3/d，本工程采出水产生量为 329.9m^3/d，可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

6.2.2.2 井下作业废水处理措施可行性分析

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后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理采取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，处理规模为 300m^3/d，富余量 120m^3/d，本工程井下作业废水产生量为 0.4m^3/d，仅占克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模的 0.1%，因此克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求，项目井下作业废水产生量为 0.4m^3/d，采用 8m^3的罐车，每 20 天定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。

6.2.2.3 生活污水处理措施可行性分析

公寓现有生活污水处理设施设计处理规模 120m^3/d，本项目新增的 8 名管线巡检员所产生新增生活污水总计 0.512m^3/d，故博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施可以满足本工程新增劳动定员所产生的生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+一体化污水处理设备”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 中 C 级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 钻井工程

在井场，高噪声污染源主要是柴油发电机、钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及射孔机噪声。主要隔声减噪措施包括：

(1)泥浆泵、柴油机做好基础减振；

(2)定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、射孔机等高噪声设备；

(3)需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

6.3.2 施工期管线工程

(1)管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，集输管线的作业带宽度为 8m。

(2)管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准。

6.3.3 运营期

(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)在运营期时给加热炉、压缩机等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

类比《大北气田滚动勘探开发项目建设项目竣工环境保护验收调查表》验收期间开展的吐北 401 井（生产井）场界噪声监测数据，吐北 401 井产噪设备与本项目新建井场基本一致。监测数据见表 6.3-1。

表 6.3-1　　污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源		监测值 dB(A)	主要处理措施	标准	达标情况
噪声	吐北 401 井场四周	噪声	昼间	45.0～46.9	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	43.3～45.4			达标

根据噪声预测结果并类比吐北401井场场界噪声监测，运营期站场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本工程新钻 2 口井，在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后填埋，膨润土泥浆岩屑用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，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，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

6.4.1.2 废润滑油处置措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废润滑油直接由设备接入铁质油桶中，不落地，暂存于撬装式危废暂存间中。废润滑油定期由有危废处置资质单位接收处置，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 烧碱废包装袋处置措施

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。烧碱废包装袋必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。

6.4.1.4 生活垃圾处置措施

钻井期井场生活垃圾定期清运至克深固废填埋场处理。

6.4.2 运营期

6.4.2.1 一般工业固废处置措施

本项目井场无人值守，需定期巡检，本工程集输管线较长，距离大北作业区较远，因此新增定员8人。生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按1kg/d·人计算，年工作365天，生活垃圾产生量为2.92t/a。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场处理。

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)；集气干线清管作业产生清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)、清管废渣均属于危险废物，收集后定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处理。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表6.4-1。

表6.4-1　　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	4.0	阀门、法兰等设施凝析油渗	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，由库车畅源生态环保科技有限责任公司接

				漏及井下作业凝析油溅溢						收处理
清管废渣	HW08	900-249-08	0.029	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2次/年	T，I	

6.4.2.3 一般工业固体废物措施可行性分析

本工程职工生活会产生生活垃圾，可以进入生活垃圾填埋场填埋处置，符合《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008》中填埋废物的入场要求。

类比同类项目，生活垃圾均清运至生活垃圾填埋场填埋处置。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.4.2.4 危险废物处置措施可行性分析

(1)危险废物运输过程影响分析

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，且库车畅源生态环保科技有限责任公司西北距项目约126km，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。

(2)危险废物委托处置环境影响分析

本工程油泥(砂)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，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥10万t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程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。

6.5 生态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 区域生态环境保护措施

(1)严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

(2)钻井期按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用及处置措施。

(3)井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(4)管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填。

(5)荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

(6)野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法(2014年修订)》、《中华人民共和国大气污染防治法(2018年修正)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2020年修订)》、《中华人民共和国石油天然气

管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第682号)《中华人民共和国野生植物保护条例(2018年修正)》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制气田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

6.5.2 营运期生态恢复措施

开发方案实施后，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，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(3)井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地全部为戈壁，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。

本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)对油气田内的永久性占地(井场、道路等)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，包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，气田内公路和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。以减少地表破坏。

(3)勘探作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。

(4)施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

(5)井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

通过采取以上措施，本工程井场和道路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，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.5.4 生态恢复治理方案

(1)钻井井场生态恢复

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，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。

(2)管线生态恢复

本工程新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设、集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km，管线开挖临时占地面积共 62.4hm^2。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对 62.4hm^2 临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

(3)道路生态恢复

本项目利用已建巡检砂石道路共 21.5km，新建巡检砂石道路共 4.5km，临时占地 0.9hm^2。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对 0.9hm^2 临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

(1)污染治理措施

随着气田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入闭井期。当油气田开发接近尾声时，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气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处置。

(2)闭井期生态环境保护措施

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凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

⑤拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至临近环保站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑧保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

6.7 工程选线合理性分析

本工程新建单井集输管线、燃料气管线各 12.1km，管线同沟敷设，管线起自各单井终至大北 11 集气站。新建巡井道路 26km，其中充分利用现有已建 21.5km 道路，新建 4.5km 伴行道路，拟建工程新建管线走向取起点和终点间的直线，该选线方案可最大程度的减少临时占地对生态环境的影响，同时可减少工程投资，提高项目收益率。拟建工程伴行道路与集气管线平行建设，该方案可减少道路永久占地，减轻工程建设对生态环境的影响，同时便于营运期巡检及维修，从环境影响角度分析，项目选线合理。

7.环境影响经济损益分析

7.1 项目的社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1.2 经济效益

本工程项目投资 191389 万元，环保投资 800 万元，环保投资占总投资的比例为 0.42%。由于天然气是我国战略物质，其定价受物价局控制，且涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

7.1.3 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、站场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

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

本项目建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状

态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2 环保投资估算

本项目总投资为人民币 4302.4 万元，其中环保投资 388 万元，约占总投资的 8.98%，具体环保投资估算见表 8.2-1。

表 7.4-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	55
			农业生态损失补偿	20
		生态修复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	40
		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资
	大气环境	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	水环境	管线水工保护	管线沿途穿越水渠时的水工保护	100
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	10
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	15
	固体废物	井下作业固废	采用专用废液收集罐收集	8
		油泥沙、清管废渣	拉运与处理	20
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	45
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	38
环境风险		环境风险	可燃气体报警器	12
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	10
合计				388

7.3 环保措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过克拉天然气处理厂的污水处理系统处理，处理达标后回注地层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

采出废水依托克拉天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 57948m^3/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m^3 进行计算，产生的经济效益为 11.6 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及清管废渣依托相应危险废物资质单位进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

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

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

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 388 万元，环境保护投资占总投资的 8.98%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

本项目日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司克拉油气开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了克拉油气开发部 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.3 环境管理职责

克拉油气开发部 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修定环境保护规章制度；

（2）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（3）监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（4）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（5）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

（8）配合政府环保部门和上级环保部门检查。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃建筑垃圾，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被	保护荒漠灌丛植被及耕地农作物；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
施工期	生态保护	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理		建设单位环保部门及当地生态环境主管
			管道试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压		
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送大北地区固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
运营期	正常工况	废水	采出水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	净化后的天然气		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测		
	事故风险		事故预防及天然气泄漏应急预案		当地生态环境主管
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使 井场恢复到原有自然状况		

8.1.5 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第十条，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前克拉 2 区块已于 2019 年完成环境影响后评价工作。本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以克拉 2 区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：本项目新建采气井场 5 座（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21）；改造 5 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-12、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 3 口电泵排水井（KL203、KeS604、克拉 2-J204）；改造单井站 5 座（克拉 205、克拉 2-11、克拉 2-8、克拉 2-9、克深 603 各增加 200kW 真空加热炉 1 座）；新建 5 座支线阀室：克拉 2-H17 支线阀室、克拉 2-H18 支线阀室、克拉 2-H19 支线阀室、克拉 2-H20 支线阀室、克拉 2-H21 支线阀室；新建输水阀室 3 座：克拉 2-13 输水阀室、克拉 2-10 输水阀室、克拉 2-J204 输水阀室；克拉 2 中央处理站扩建 6000m3/d 的采出水处理系统；克深采出水处理系统新建 2 具 3000m³重力沉降水罐；新建注水井场 9 座（老井利用 3 口——克拉 301H 井、克深 16 井、克拉 3 井，新井 6 口——克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井）；对克深 602 注水井场进行改造；对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造。

新建 DN150 采气支线 2.57km；DN50 燃料气管线 12.5km；DN50 气举排水井补气管道 6.8km；气田水转输管道 19.9km；DN50－DN125 气田水转输管道 16.8km；供水管道 113km。以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。

（2）排污信息

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

本项目污染物排放标准见表 2.6-4。

本项目污染物排放量情况见表 5.2-10。

本项目污染物总量控制指标情况见表 3.4-29。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见博大油气开发部突发环境事件现行应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表 8.4-1。

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.3-1。

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

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

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等要求，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

8.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划和工作方案。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	加热炉烟气	SO_2、颗粒物、NO_X、烟气黑度	排气筒采样孔	每年 1 次
	站场无组织废气	非甲烷总烃	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场厂界噪声	L_{eq}	厂界外 1m	每年 1 次
废水	站场污水处理装置	含油量、悬浮固体含量	污水装置回注口	每年 1 次
地下水环境	潜水 含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	区块周边监测井	每年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油烃	井场采气树管线接口处	每 5 年监测 1 次
生态		沙化土地的动态变化信息	场站及管线占地外延 200m 范围内	每 5 年一次
		生物多样性		
设备泄漏检测		阀门、开口阀、取样连接系统		每半年一次
		法兰及其他连接件、其他密封设备		每年一次

8.4.4 管线泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

（1）泄漏检测周期

①对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象；

②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；

① 法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次；

④设备和管线组件初次启动或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测；

（2）泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

②液态 VOCs 物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于 2000μmol/mol。

（3）泄漏修复

①当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

②符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车(工)检修期间完成修复。

a、装置停车(工)条件下才能修复；

b、立即修复存在安全风险；

c、其他特殊情况

（4）记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.3-3 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	加热炉	井场	排气筒出口的 SO_2、NOx、颗粒物的排放浓度		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)标准表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值
	非甲烷总烃	井场	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）
					《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)
废水	生活污水	井场	依托公寓现有生活污水处理设施装置进行处理		《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准
	采出水	井场	输送至克拉天然气处理厂污水		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析

			处理系统处理达标后回注地层	方法》（SY/T5329-2012）
地下水	采出液	井场	井场防渗：井口用永久占地	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K \leq 1\times10^{-7}cm/s$；或参照 GB16889 执行
		站场	计量阀组	
噪声	井口装置、井下作业、站场	井场、站场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	井下作业固废	井场	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	无害化处置
	油泥（砂）、清管废渣	井场、管线	依托相应危险废物资质单位处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业固废、油泥砂	井场、站场、管线	井场占地范围内、占地范围外 200m 内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；集输管线作业带宽度 12m，井场占地，集气站占地	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
	水土防治区	井场、阀组、管线	水土保持	维护生态安全
	项目占地	井场、站场、管线	农田区域，管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填	保护耕地
环境管理	纳入塔里木油田分公司克拉油气开发部现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

9.结论与建议

9.1 工程概况

本项目新建采气井场 5 座（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21）；改造 5 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-12、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 3 口电泵排水井（KL203、KeS604、克拉 2-J204）；改造单井站 5 座（克拉 205、克拉 2-11、克拉 2-8、克拉 2-9、克深 603 各增加 200kW 真空加热炉 1 座）；新建 5 座支线阀室：克拉 2-H17 支线阀室、克拉 2-H18 支线阀室、克拉 2-H19 支线阀室、克拉 2-H20 支线阀室、克拉 2-H21 支线阀室；新建输水阀室 3 座：克拉 2-13 输水阀室、克拉 2-10 输水阀室、克拉 2-J204 输水阀室；克拉 2 中央处理站扩建 6000m3/d 的采出水处理系统；克深采出水处理系统新建 2 具 3000m³重力沉降水罐;新建注水井场 9 座（老井利用 3 口——克拉 301H 井、克深 16 井、克拉 3 井，新井 6 口——克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井）；对克深 602 注水井场进行改造；对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造。

新建 DN150 采气支线 2.57km；DN50 燃料气管线 12.5km；DN50 气举排水井补气管道 6.8km；气田水转输管道 19.9km；DN50－DN125 气田水转输管道 16.8km；供水管道 113km。以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。

本项目总投资为人民币 221537 万元。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），规划区属于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区、天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区和拜城盆地绿洲农业生态功能区。气田地处拜城盆地，地势呈西北高，东南低，海拔在 2900～1800m 之间，地貌从山前丘陵、山前冲洪积倾斜平原，过渡到冲积平原，地形略有起伏。气田范围大部分土

地利用类型为低覆盖度草地和戈壁，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。目前人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。气田区的山前丘陵区主要是棕钙土，山前冲洪积倾斜平原主要是棕漠土，冲积平原区主要是灌淤土。气田区东部属于木扎提河洪积平原，主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等。

9.2.2 环境空气质量现状

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

9.2.3 水环境质量现状

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

9.2.4 声环境质量现状

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

9.3 环境影响评价结论

9.3.1 生态影响评价结论

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目永久占地面积 0.007km^2，临时占地面积 0.21km^2，占地类型主要为地覆盖度草地。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于本区域的野生动物种类少，且现有油田设施已运营多年，已经少有大型野生动物在本区域出现，拟建工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

9.3.2 环境空气影响结论

根据工程分析，本项目施工期废气排放主要是施工机械产生的废气以及施工扬尘，属于阶段性局部污染，工程结束后，其影响也相应消失。

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

9.3.3 水环境影响评价结论

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

本项目运营期主要水污染物为油气处理厂产生的气田采出水。采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。本项目采出水依托大北天然气处理厂的污水处理装置处理后回注地下。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，管线与阀门连接处石油类渗漏，根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在包气带表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表。企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

9.3.4 声环境影响评价结论

项目建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载车、电焊机、吊管机、柴油发电机组等。由于管道属于线性工程，局部地段的施工周期较短，因此，施工产生的噪声只短时对局部环境造成影响。本项目井区周围没有噪声敏感目标，施工期噪声主要对现场施工人员产生影响，不产生噪声扰民现象。而且施工过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，可以为环境所接受。

运营期噪声源主要集中在井场。预计本项目实施后，井区内声环境质量能满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中 2 类标准，各厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 412348-2008)2 类标准。

9.3.5 固体废物影响评价结论

本项目施工期固废主要为施工土方、施工废料、生活垃圾。

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

运营期产生的固体废物包括井下作业固废、油泥（砂）和清管废渣。

井下作业固废主要为井下作业过程废压裂液、废酸化液、废洗井液。井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

油泥（砂）和清管废渣由罐车拉运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

项目施工期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

综合以上分析，本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

9.4 其他评价结论

9.4.1 环境风险分析评价结论

本项目在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生油气泄漏及井喷事故。一旦发生上述风险事故，应及时采取应急措施，尽可能减少对外环境的危害和影响。

根据以上分析，在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.4.2 总量控制结论

加热炉烟气排放 SO_2 0.04t/a，NO_X 1.9t/a。

9.4.3 清洁生产评价结论

本项目采用多井集气、采气管线气液混输的工艺方案；采取有效的污染防治措施。本项目在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，能源消耗低，符合目前国际上油气田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析判断，本项目开发严格执行各类环保、节能措施后，符合清洁生产要求。

9.5 公众参与结论

本项目建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

9.6 综合评价结论

本项目建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

9.7 建议

（1）工程施工前，建设单位和施工单位应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法的条件下开工。施工期，定期向相关部门和环保管理部门汇报工程进度和生态防护与恢复情况，主动接受和配合监督检查，建立健全环境管理责任制。

（2）对油气集输管线等进行定期检查、维修，及时发现问题及时解决，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。对于泄漏的落地原油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（3）在严格实施各项环境保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，减少区域生态环境的影响。

（4）开采废水应处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注，同时要采取切实可行的措施，防止地层污染。

附件