

# 克拉 2 气田开发调整方案地面工程 环境影响报告书

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

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

编制日期：二〇二一年十一月



## 目 录

1.概述.....	1
1.1 项目特点.....	1
1.2 环境影响评价过程.....	2
1.3 分析判定相关情况.....	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....	4
1.5 环境影响评价主要结论.....	5
2.总则.....	7
2.1 评价目的与原则.....	7
2.2 编制依据.....	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	13
2.4 环境功能区划.....	15
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.....	3
2.8 控制污染与环境保护目标.....	3
2.9 评价方法.....	4
3.建设项目工程分析.....	5
3.1 环境影响评价及建设历程回顾.....	5
3.2 工程概况.....	25
3.3 工程分析.....	84
3.4 清洁生产分析.....	114
3.5 污染物总量控制分析.....	121
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
4.1 自然环境概况.....	135
4.2 环境质量现状调查与评价.....	139
5.环境影响预测与评价.....	166
5.1 施工期环境影响分析.....	166

---

5.2 营运期环境影响评价.....	189
5.3 环境风险评价.....	232
5.4 闭井期环境影响分析.....	238
6 环境保护措施及其可行性论证.....	241
6.1 施工期环境保护措施.....	241
6.2 运营期环境保护措施.....	242
6.3 闭井期环境保护措施.....	248
6.4 生态修复方案.....	249
7.环境影响经济损益分析.....	250
7.1 项目的社会效益和经济效益.....	250
7.2 环保投资估算.....	251
7.3 环保措施效益分析.....	251
7.4 环境经济损益分析结论.....	252
8.环境管理和监测计划.....	253
8.1 环境管理制度.....	253
8.2 企业环境信息公开.....	254
8.3 环境管理计划.....	255
8.4 环境监测计划.....	259
8.5 施工期开展环境工程现场监理建议.....	259
8.6 环保设施竣工验收管理.....	260
8.7 污染物排放清单.....	261
9.结论与建议.....	263
9.1 工程概况.....	263
9.2 环境质量现状评价结论.....	263
9.3 环境影响评价结论.....	264
9.4 其他评价结论.....	266
9.5 公众参与结论.....	267
9.6 综合评价结论.....	267
9.7 建议.....	267

# 1.概述

## 1.1 项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积  $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为  $107.6 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气资源储量约为  $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿方/年的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。克拉苏气田已形成了克拉 2、克深和大北三大天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供了有力保障。本项目位于克拉苏气田克拉 2 区块，塔里木油田分公司拟投资 58611 万元实施“克拉 2 气田开发调整方案地面工程”。主要建设内容为：新部署水平采气井 5 口（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21），总进尺 2.141 万 m，配套新建采气支线阀室 5 座，新增天然气产能规模为  $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建 4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 1 口电泵排水井（克拉 2-J204），配套新建输水阀室 3 座，排水量为  $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；改造老井 5 座（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603）；克拉 2 中央处理站扩建  $6000 \text{m}^3/\text{d}$  的采出水处理系统；新部署回注直井 5 口（克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 212W），总进尺 2 万 m，配套新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座，回注量为  $2800 \text{m}^3/\text{d}$ ；改造克深 602 注水井场；对克拉 2 中央处理站 15 年以上容器评估、监测、更换，以及对地面已建系统进行分析改造；新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；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 18km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

## 1.2 环境影响评价过程

本项目为陆地天然气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油气田区范围内，为老区块改扩建项目；依据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，阿克苏地区拜城县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。

为此，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于2021年8月18日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“克拉2气田开发调整方案地面工程”的环境影响评价工作。接受委托后，天合公司组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于2020年8月24日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，天合公司完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)要求，于2021年9月24日至10月13日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目环评信息进行了第二次公示，同时在项目区域张贴了环评信息第二次公示材料，在此期间分别于2021年9月27日、2021年9月30日在阿克苏日报(刊号：CN65-0012)对本项目环评信息进行了公示。根据塔里木油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本项目环境影响报告书。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。

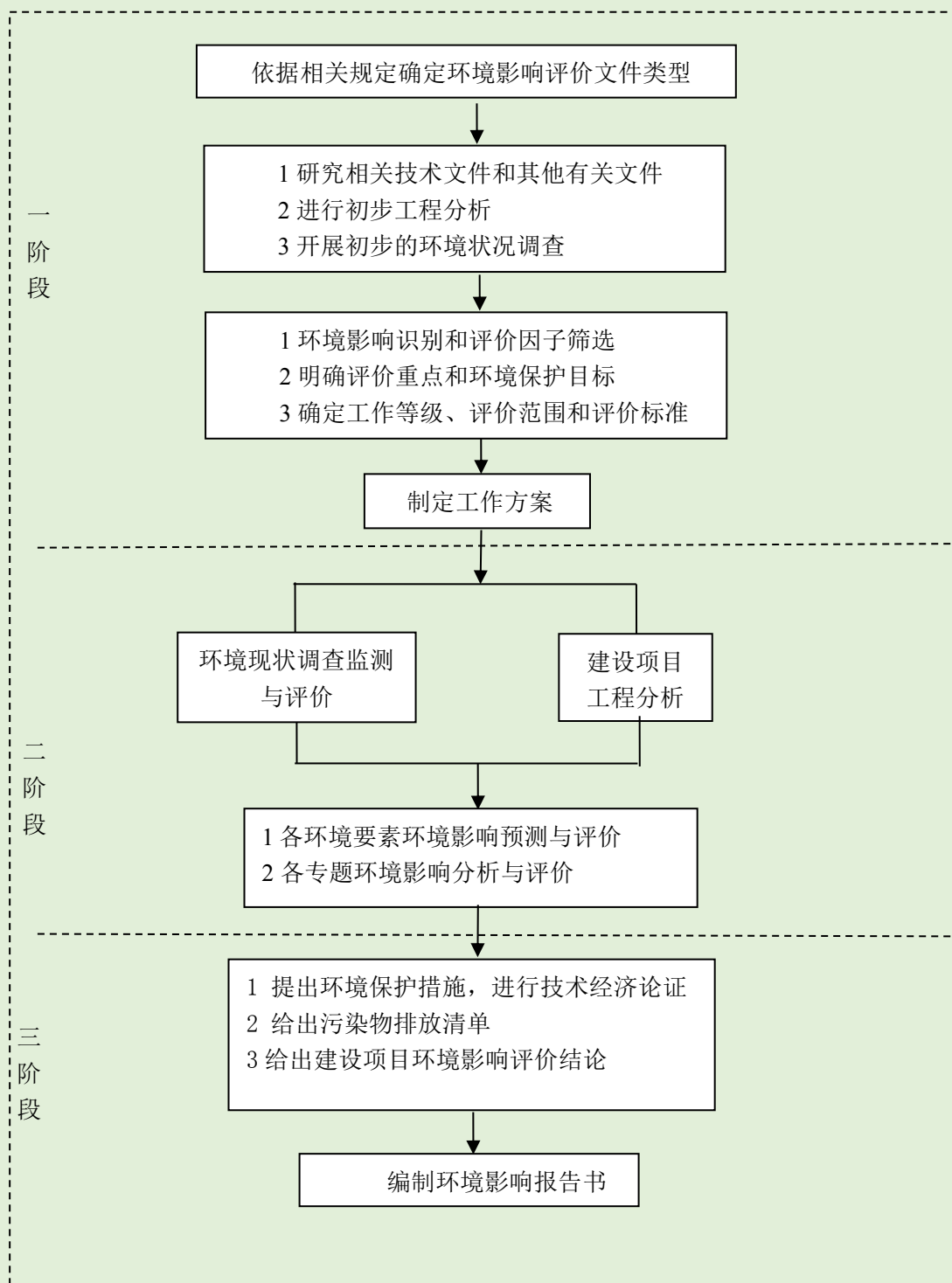


图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

### 1.3 分析判定相关情况

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。

本项目属于塔里木油田公司油气开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《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》的相关要求。

本项目为老气田区内滚动开发，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，拟建项目内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为牧草地，以自然状态的戈壁为主。

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

对照《新疆生态功能区划》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），本项目所在区域属于天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。涉及塔里木流域水土流失重点治理区，本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

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，符合“三线一单”要求。

### 1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本次评价关注的主要环境问题为气田开发施工期废气、施工临时占地及生

态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业固废、含油污泥、井场、站场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

本项目为油气开采项目，本次评价对象为钻井和地面工程，环境影响因素主要来源于钻井、采油（气）、井下作业、集油（气）、输油（气）等各工艺过程，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、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：评价范围内的水土流失治理区。

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

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而改变。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 环境保护法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014年4月24日修订，2015年1月1日施行)；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2003年9月1日施行，2018年12月29日修正)；

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2016年1月1日施行，2018年10月26日修正)；

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2008年6月1日施行，2017年6月27日修正)；

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(1997年3月1日施行，2018年12月29日修正)；

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年4月29日修订，2020年9月1日施行)；

(7) 《中华人民共和国水法》(2002年10月1日施行，2016年7月2日修正)；

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018年8月31日审议通过，2019年1月1日施行)；

(9) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2002年1月1日施行，2018年10月26日修正)；

(10) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010年6月25日发布，2010年10月1日施行)；

(11) 《中华人民共和国水土保持法》(2010年12月25日修订，2011年3月1日施行)。

## 2.1.2 环境保护法规、规章

### 2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1) 《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日);

(2) 《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);

(3) 《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》(国务院令 第 682 号, 2017 年 7 月 16 日公布, 2017 年 10 月 1 日实施);

(4) 《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 年 5 月 28 日发布并实施);

(5) 《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 年 4 月 2 日发布并实施);

(6) 《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 年 9 月 10 日发布并实施);

(7) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46 号, 2010 年 12 月 21 日);

(8) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展改革委令 第 29 号, 2019 年 10 月 30 日发布, 2020 年 1 月 1 日实施);

(9) 《关于印发<2020 年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(环大气[2020]33 号);

(10) 《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(环大气[2019]53 号);

(11) 《关于印发<“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案>的通知》(环大气[2017]121 号, 2017 年 9 月 13 日发布并实施);

(12) 《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告 2018 年第 48 号);

(13) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令 第 16 号, 2020 年 11 月 30 日公布, 2021 年 1 月 1 日实施);

(14) 《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);

- (15) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84号, 2017年11月14日发布并实施);
- (16) 《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709号, 2017年11月10日发布并实施);
- (17) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017第43号, 2017年8月29日发布, 2017年10月1日实施);
- (18) 《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令第3号, 2017年5月3日发布, 2018年8月1日实施);
- (19) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150号, 2016年10月26日发布并实施);
- (20) 《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号, 2020年11月25日发布, 2021年1月1日实施);
- (21) 《关于印发<建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]169号, 2015年12月18日发布并实施);
- (22) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第34号, 2015年4月16日发布, 2015年6月5日实施);
- (23) 《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年1月8日发布并实施);
- (24) 《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197号, 2014年12月30日发布并实施);
- (25) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30号, 2014年4月25日发布并实施);
- (26) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号, 2012年8月8日发布并实施);
- (27) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77号, 2012年7月3日发布并实施);
- (28) 《突发环境事件应急预案管理暂行方法》(环发[2010]113号, 2010年9月28日发布并实施)。

(29) 《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590号);

(30) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年1月8日修订,2011年1月8日实施);

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

#### 2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》(2006年12月1日施行,2018年9月21日修正);

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2017年1月1日施行,2018年9月21日修正);

(3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月1日实施,2018年9月21日修正);

(4) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号,2014年4月17日发布并实施);

(5) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21号,2016年1月29日发布并实施);

(6) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25号,2017年3月1日发布并实施);

(7) 《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》;

(8) 《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》(新环发[2016]126号,2016年8月24日发布并实施);

(9) 《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142号);

(10) 《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);

(11) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(13) 《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号, 2021年2月21日发布并实施);

(14) 《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法》(2013年7月31日修订, 2013年10月1日实施);

(15) 《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);

(16) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2018年11月30日发布, 2019年1月1日施行);

(17) 《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)。

### 2.1.3 环境保护技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016);

(2) 《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018);

(3) 《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4) 《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016);

(5) 《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009);

(6) 《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011);

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

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);

(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);

(10) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号);

(11) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;

(12) 《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019);

(13) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012);

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

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

### 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 <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO <sub>2</sub> 、CO、SO <sub>2</sub> 、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 <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、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 <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、非甲烷总烃、汞及其化合物、H <sub>2</sub> S、NH <sub>3</sub>
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))

固体废物	-	油泥、含汞废物、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

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

### 2.4.2 水环境

本项目评价范围内河流为克孜尔河，根据《中国新疆水环境功能区划》克孜尔河为Ⅱ类水体，因此地表水体应执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准。

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。

### 2.4.5 土壤环境

项目区为油气田开发区，目前暂未进行土壤环境功能区划，根据用地类型，判定气田内站场、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。

## 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<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub> 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/m<sup>3</sup>的标准，H<sub>2</sub>S 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/m<sup>3</sup>。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/m <sup>3</sup> )			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 <sub>2</sub> )	60	150	500	
3	二氧化氮 (NO <sub>2</sub> )	50	80	200	
4	细颗粒物 (PM <sub>2.5</sub> )	35	75		
5	可吸入颗粒物 (PM <sub>10</sub> )	70	150		
6	一氧化碳 (CO)		4000	10000	
7	臭氧 (O <sub>3</sub> )		160	200	
8	汞			10	《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D
9	NH <sub>3</sub>			200	
10	H <sub>2</sub> S			10	参考《大气污染物综合排放标准》 详解
11	非甲烷总烃 (NMHC)			2000	

#### (2) 水环境

本项目评价范围内克孜尔河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地表水环境质量标准值 单位：mg/L

序号	项目名称	II 类标准值	序号	项目名称	II 类标准值
1	pH 值 (无量纲)	6~9	13	镉	≤0.005
2	溶解氧	≥6	14	铬 (六价)	≤0.05
3	高锰酸盐指数	≤4	15	铅	≤0.01
4	化学需氧量 (COD)	≤15	16	氰化物	≤0.05
5	五日生化需氧量 (BOD <sub>5</sub> )	≤3	17	挥发酚	≤0.002
6	氨氮 (NH <sub>3</sub> -N)	≤0.5	18	石油类	≤0.05
7	总磷 (以 P 计)	≤0.1	19	阴离子表面活性剂	≤0.2
8	铜	≤1.0	20	硫化物	≤0.1

序号	项目名称	II类标准值	序号	项目名称	II类标准值
9	锌	≤1.0	21	硫酸盐（以SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计）	250
10	氟化物（以F <sup>-</sup> 计）	≤1.0	22	氯化物（以Cl <sup>-</sup> 计）	250
11	砷	≤0.05	23	硝酸盐（以N计）	10
12	汞	≤0.00005			

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准。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2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15
2	嗅和味	无
3	浑浊度（NTU）	≤3
4	肉眼可见物	无
5	pH（无量纲）	5.5≤pH<6.5
6	总硬度（以CaCO <sub>3</sub> 计）（mg/L）	≤450
7	溶解性总固体	≤1000
8	硫酸盐（mg/L）	≤250
9	氯化物（mg/L）	≤250
10	铁（mg/L）	≤0.3
11	锰（mg/L）	≤0.10
12	铜（mg/L）	≤1.00
13	锌（mg/L）	≤1.00
14	铝（mg/L）	≤0.20
15	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3
17	耗氧量（COD <sub>mn</sub> 法，以O <sub>2</sub> 计）（mg/L）	≤3.0
18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50
19	硫化物（mg/L）	≤0.02
20	钠（mg/L）	≤200
21	总大肠菌群（MPN <sup>b</sup> /100mL或CFU <sup>c</sup> /100mL）	≤3.0
22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
23	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤1.0
24	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤20.0
25	氰化物（mg/L）	≤0.05
26	氟化物（mg/L）	≤1.0
27	碘化物（mg/L）	≤0.08
28	汞（mg/L）	≤0.001
29	砷（mg/L）	≤0.01
30	硒（mg/L）	≤0.01
31	镉（mg/L）	≤0.005
32	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
33	铅（mg/L）	≤0.01
34	三氯甲烷（μg/L）	≤60
35	四氯化碳（μg/L）	≤2.0

36	苯 (μg/L)	≤10.0
37	甲苯 (μg/L)	≤700
38	石油类 (mg/L)	≤0.05

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

## 2.5.2 污染物排放因子及标准

### (1) 废气

非甲烷总烃排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.6 有组织排放控制要求（非甲烷总烃 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$ ）及企业边界污染物控制要求；汞及其化合物的排放速率和排放浓度执行《大气污染物综合污染物排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值要求；硫化氢和氨的排放速率执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中排放限值要求。具体标准限值要求见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放限值	标准来源
有组织非甲烷总烃	120mg/m <sup>3</sup>	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
无组织非甲烷总烃（厂界外）	4.0mg/m <sup>3</sup>	
H <sub>2</sub> S	0.33kg/h	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中排放限值要求
NH <sub>3</sub>	4.9kg/h	
汞及其化合物	0.012kg/h	《大气污染物综合污染物排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值
	1.5×10 <sup>-3</sup> mg/m <sup>3</sup>	

### (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（ $\mu\text{m}^2$ ）		$\leq 0.01$	$> 0.01 \leq 0.05$	$> 0.05 \leq 0.5$	$> 0.5 \leq 1.5$	$> 1.5$
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	$\leq 1.0$	$\leq 2.0$	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 30.0$
	悬浮物颗粒直径中值（ $\mu\text{m}$ ）	$\leq 1.0$	$\leq 1.5$	$\leq 3.0$	$\leq 4.0$	$\leq 5.0$
	含油量（mg/L）	$\leq 5.0$	$\leq 6.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 50.0$
	平均腐蚀率（mm/a）	$\leq 0.076$				

SRB (个/MI)	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
IB (个/mL)	n×10 <sup>2</sup>	n×10 <sup>2</sup>	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>4</sup>	n×10 <sup>4</sup>
TGB (个/mL)	n×10 <sup>2</sup>	n×10 <sup>2</sup>	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>4</sup>	n×10 <sup>4</sup>

### (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

本工程废气污染源为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和气田采出水处理系统产生的挥发性废气。排放污染物主要有非甲烷总烃（NMHC）、汞及其化合物、硫化氢和氨。

根据工程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，选取非甲烷总烃（NMHC）、汞及其化合物、硫化氢和氨为候选因子核算，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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ —环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
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/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-28.7
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

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	NMHC	汞及其化合物	$\text{NH}_3$	$\text{H}_2\text{S}$
下风向最大落地浓度	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	36.4270	0.0017	3.0599	0.2186
最大浓度出现距离	m	50	50	50	50
评价标准	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	2000.0	0.3	200.0	10.0
最大占标率	%	1.82	0.58	1.53	2.19
$D_{10\%}$	m	0	0	0	0

表 2.6-3 的计算结果表明， $\text{H}_2\text{S}$  最大占标率  $P_{\max}$  为 2.19%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境影响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，最终确定将井场、阀室（池）、克拉 2 中央处理站改扩建区域为中心外延 2.5km 作为大气环境评价范围。

## 2.6.2 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，本项目产生的采出水不外排，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。

## 2.6.3 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；同时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；

$\alpha$ —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，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。

## 2.6.4 生态

### (1) 评价等级

本项目总占地面积为 2.25km<sup>2</sup>，以荒漠生态系统为主。评价区内无自然保护区、风景名胜区和水源保护区等，涉及“水土流失重点治理区”的建设项目。为《环境影响技术评价技术导则—生态影响》(HJ19-2011)中重要生态敏感区。项目新建集输管线的长度达到 133.87km，长度≥100km，根据《环境影响技术评价技术导则—生态影响》(HJ19-2011)的有关要求，见表 2.6-7，本项目生态评价工作等级确定为一级。

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 <sup>2</sup> 或 长度≥100km	面积 2-20km <sup>2</sup> 或 长度 20-100km	面积≤2km <sup>2</sup> 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

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油气田整体开发对生态环境的影响，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)的规定，确定生态环境评价范围为气田开发井场和站场向外扩展 1000m 范围，集输管线两侧各 0.2km 带状区域的范围。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石油气、凝析油，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；石油气临界量 10t。

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)：

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

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

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

通过计算，项目区危险物质数量与临界量比值  $Q=0.00032$ 。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施工机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本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，本次环评声环境影响评价范围为区块边界向外扩 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，项目区周边均为未利用地，土壤敏感程度为“不敏感”。天然气开采属于 II 类项目，项目永久占地规模为  $2.2\text{hm}^2$ ，小于  $5\text{hm}^2$ 。因此评价工作等级划分为三级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-9。

表 2.6-9 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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，作业区所在区域为戈壁牧草地。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 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	环境空气	工程区域环境空气	工程区及周边	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
2	水环境	评价范围内地表水克孜尔河	工程区周边	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准
		评价范围内地下水	井区及周边	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
3	声环境	工程区域声环境	无	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准
4	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场占地范围外扩1000m及管线两侧200m	不对区域水土保持产生明显影响
5	土壤环境	评价范围土壤	井区及周边	满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
6	环境风险	工程区域土壤、地下水	井区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

## 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

克拉 2 气田于 1998 年 1 月发现，2004 年 12 月投入试运行。气田圈闭面积 48.1km<sup>2</sup>，地质储量 2840.29×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>，可采储量 2130.22×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。气田主力气层为白垩系和下第三系。储层物性差异较大，孔隙度最大值 22.39%，最小值 0.76%，平均 12.44%，主要分布在 8~20%，峰值为 15%；渗透率主要分布在 0.1~1000×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>，最大达 1770.15×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>，平均为 49.42×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>，总体上属于中孔中渗和低孔中低渗储层。气柱高度 468m，气藏埋深 3500~4100m，气藏中深温度为 101.53℃，地温梯度为 2.19℃/100m。甲烷含量 95.198~99.687%，平均为 97.56%，非烃气体含量低，不含硫化氢，气体相对密度 0.5522~0.6100，平均为 0.5693；地层水型为 CaCl<sub>2</sub> 型，密度 1.057~1.111g/cm<sup>3</sup>，氯根 69778.4~100676.9mg/L，总矿化度 115832.6~165760.8mg/L。原始气藏压力 74.35MPa，压力系数 1.95~2.20，属于常温超高压背斜型砂岩块状底水干气气藏。

#### 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》（见附件 1），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”）（见附件 2）。

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》（见附件 2），并于通过竣工环境保护验收（验收意见见附件 2）。

### 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  $3000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）、生活公寓 1 座、固体废物填埋场 1 座（5 池， $3.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ）、生产废水暂存池 1 座（2 池， $2.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ）、生活污水蒸发池 1 座（1 池， $2.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ）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  $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的天然气处理站（克拉 2 中央处理厂二站）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 2 中央处理厂二站），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，同时结合《塔里木油田克拉 2 气田环境影响后评价报告书》中编制内容，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 $2 \times 10^4 \text{m}^3$ ，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	经过地理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 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，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 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，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 $3 \times 10^4 \text{m}^3$ 。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 $3 \times 10^4 \text{m}^3$ 。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
	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	/	/

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
		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 环境影响后评价

根据《塔里木油田克拉 2 气田环境影响后评价报告书》中的内容梳理出各要素环境影响分析及措施有效性情况。

#### 3.1.4.1 生态环境影响后评价

根据生态环境影响回顾性分析，项目主要生态环境影响为地表植被的破坏。根据现场调查，项目区内临时占地的地表植被已经开始逐步恢复。后评价时期，对项目区土壤环境现状进行了实地监测，监测布点根据地势、风向和生产单元共布设了 30 个监测点，通过分析项目区建设用地各项污染因子，均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准。

综上所述，本项目的建设和运营对周边生态环境影响较小。在施工期针对各施工环节（包括：钻井工程、管线敷设、站场建设等）提出了相应的保护措施，并且按照相关措施严格执行，均达到了良好的效果。在运营期针对作业区内工作人员进行了生态环境保护的宣传教育工作，严禁捕杀野生动物，日常管道、井场巡检时控制车速，减少对野生动物的惊扰。在井场退役后，及时对永久性占地范围内的水泥平台后沙砾石铺垫及遗留废弃物进行了清理，以利于井场植被的自然恢复。

作业区开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被灭失、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

施工期结束后，对建设工程的临时占地采取地表清理、平整，表层土回填等措施，使其恢复至相对自然的状态；对产生永久占地的站场，采取地面硬化等措施，以减少风力剥蚀；在管廊上方、道路边坡等局部段易发生风蚀的路段，在路基两侧做了碎、砾石护坡处理。

目前临时占地范围内草本植被已恢复，但植被覆盖度较低，土壤表层部分已开始硬化，减缓了风蚀速率，每年生物量损失逐渐减少。对站场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，永久占地均为规划用地，所占用的土地均按相应法律、法规办理了相关手续。此外，作业区积极宣传环境保护相关知识，设置了各类环保标示牌。

### 3.1.4.2 大气环境影响后评价

#### (1) 克拉处理站（二站）锅炉废气

根据《克拉2气田第二处理厂建设工程项目》（2005年）中对处理站燃气锅炉污染物排放浓度的预测，对比该锅炉污染物排放现状监测值。对处理站锅炉废气进行相符性评价，结果见表3.1-2。由下表可知，预测值较实测值大，实测值低于预测值。

表 3.1-2 克拉处理站（二站）燃气锅炉废气预测值与实测值一览表 单位：mg/m<sup>3</sup>

项目	对比项	标准值	预测值	实测值
	NO <sub>x</sub>	400	283.4	138
	SO <sub>2</sub>	100	23.8	3
	颗粒物	30	52.6	-

注：实测值引用克拉处理站（二站）2018年3月的例行监测报告

#### (2) 克拉处理站（一站）锅炉废气

根据《西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书》（2001年）中对处理站燃气锅炉污染物排放浓度的预测，对比该锅炉污染物排放现状监测值。对处理站锅炉废气进行相符性评价，结果见表3.1-3，由下表可知，预测值较实测值大，实测值低于预测值。

表 3.1-3 克拉处理站（一站）燃气锅炉废气预测值与实测值一览表 单位：mg/m<sup>3</sup>

项目	对比项	标准值	预测值	实测值
	NO <sub>x</sub>	400	224.86	135.5
	SO <sub>2</sub>	100	/	<3
	颗粒物	30	17.34	-

注：①实测值选取多次监测值中最高值

②实测值为新疆出入境检验检疫局检验检疫技术中心进行现场实测

#### (3) 克拉处理站（一）无组织废气

根据《西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书》（2001年）中的预测，对比非甲烷总烃无组织排放监测值。对克拉处理站（一）无组织废气相符性进行评价，结果见表3.1-4，分析结果表明，预测值较实测值大，实测值低于预测值。

表 3.1-4 克拉处理站（一）无组织废气预测值与实测值一览表 单位：mg/m<sup>3</sup>

项目	对比项	标准值	预测值	实测值
	无组织排放非甲烷总烃	4.0	39.23	0.59

注：①预测值选取落地浓度极大值

②实测值选取多次监测值中最高值

项目已采取的环保措施如下：

#### (1) 放空天然气

为减轻天然气放空对大气环境的影响，同时为保证处理站安全，减少事故状态对环境的污染，各单井、集气站和处理站分别设有放空立管，设置防控系统及火炬设施。点火均采用电点火系统。

火炬系统由分液罐、燃料气缓冲罐、凝结泵、火炬筒体、火炬头、火炬塔架、管道系统、电气系统、自控仪表系统组成。

放空天然气经火炬燃烧后排入大气环境，其中的有害物质烃类转化为 CO<sub>2</sub> 及水，可大大减轻对环境的影响，有利于环境保护。

#### (2) 锅炉废气

本项目的加热炉、锅炉等采用工程自产干气作为燃料，其中不含硫，属于清洁燃料，对大气环境所造成的影响不大。

#### (3) 无组织排放

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、滴、漏”现象的发生，确保厂界非甲烷总烃浓度低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m<sup>3</sup> 的要求。

### 3.1.4.3 地表水环境影响后评价

根据项目环评地表水环境影响预测结果，项目的建设对克孜尔河水域环境质量影响不大，不会因项目建设改变克孜尔河地表水环境功能区划，本次后评价期间收集项目环评阶段克孜尔河水质质量现状监测数据，与后评价期间实地进行的克孜尔河水质质量监测数据进行对比，对照《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）中的 II 类标准，进行项目地表水环境影响的预测验证。具体数据对比分析见表 3.1-5。

表 3.1-5 地表水历年监测数据一览表

监测项目	标准值 (II类)	2000年(克孜尔河大桥)			2016年(克孜尔河大桥)			2017年(克孜尔河大桥)			2019年(克孜尔河大桥)		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
pH(无量纲)	6~9	8.16	0.58	达标	8.15	0.57	达标	8.2	0.6	达标	7.75	0.37	达标
高锰酸盐	≤4	/	-	-	0.5L	<0.12	达	0.4	0.1	达	1.3	0.32	达

指数							标			标			标
氟化物 (以 F <sup>-</sup> 计)	≤1.0	/	-	-	0.44	0.44	达标	0.226	0.23	达标	0.286	0.29	达标
氨氮	≤0.5	/	-	-	0.04L	<0.08	达标	0.075	0.15	达标	0.10	0.2	达标
铬(六 价)	≤0.05	未 检 出	-	达 标	0.027	0.54	达 标	0.007	0.14	达 标	0.006	0.12	达 标
挥发酚	≤0.002	未 检 出	-	达 标	0.002L	<1	达 标	0.0003 L	<0.1 5	达 标	<0.002	<1	达 标
铜	≤1.0	/	-	-	0.0022	0.002 2	达 标	0.0016	0.00 2	达 标	0.00283	0.00 3	达 标
锌	≤1.0	/	-	-	0.02L	<0.02	达 标	0.02L	<0.0 2	达 标	0.00538	0.00 5	达 标
铅	≤0.01	/	-	-	0.001	0.1	达 标	0.0015	0.15	达 标	0.00176	0.18	达 标
镉	≤0.005	/	-	-	0.0001 L	<0.02	达 标	0.0001 L	<0.0 2	达 标	<0.000 05	<0.0 1	达 标
化学需氧 量 (COD <sub>cr</sub> )	≤15	<b>32. 1</b>	<b>2.1 4</b>	<b>超 标</b>	6	0.4	达 标	<b>38.3</b>	<b>2.55</b>	<b>超 标</b>	2.76	0.18	达 标
总氮 (湖、 库、以 N 计)	≤0.5	/	-	-	<b>1.16</b>	<b>2.32</b>	<b>超 标</b>	<b>1.07</b>	<b>2.14</b>	<b>超 标</b>	<b>3.38</b>	<b>6.76</b>	<b>超 标</b>
五日生化 需氧量 (BOD <sub>5</sub> )	≤3	/	-	-	3	1	达 标	/	-	-	1.3	0.43	达 标
石油类	≤0.05	未 检 出	0	达 标	0.20	4	超 标	0.04L	<0.8	达 标	<0.01	<0.2	达 标
汞	≤0.000 05	/	-	-	0.0009 5	19	超 标	0.0000 5	1	达 标	<0.000 04	<0.8	达 标
硒	≤0.01	/	-	-	0.0016	0.16	达 标	0.0018	0.18	达 标	0.00088	0.08 8	达 标
砷	≤0.05	/	-	-	0.0012	0.024	达 标	0.0016	0.03	达 标	0.002	0.04	达 标
阴离子表 面活性剂 (mg/L )	≤0.2	/	-	-	0.05L	<0.25	达 标	0.06	0.3	达 标	<0.05	<0.2 5	达 标
总磷(以 P 计)	≤0.1	/	-	-	/	-	-	0.05L	<0.5	达 标	<0.01	<0.1	达 标
溶解氧	≥6	/	-	-	8.11	0.30	达 标	6.1	0.97	达 标	7.9	0.37	达 标
硫化物	≤0.1	未 检 出	-	达 标	/	-	-	0.005L	<0.0 5	达 标	<0.004	<0.0 4	达 标

根据表 8.3-1 可知,对气田建设前后克孜尔河水质进行了对比分析,总体来说克孜尔河水质未发生大的变化,基本趋于稳定,根据本次后评价阶段克孜尔河水质监测结果可知,克孜尔河水质中总氮超标,分析其原因应该是受上游居

民生活及农业影响。其它各项污染因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准。

克拉 2 气田开发建设项目配套工程，已于 2005 年 11 月通过克拉 2 气田开发建设项目竣工环境保护验收。

后评价以生活公寓污水处理设施为例，委托新疆出入境检验检疫局检验检疫中心于 2019 年 6 月 12 日对作业区生活污水进行监测，监测结果见表 3.1-6。

表 3.1-6 克拉 2 气田生活污水水质监测结果一览表

第一天								处理效率 (%)
监测项目	标准值	生活污水处理装置进口			生活污水处理装置出口			
		早	中	晚	早	中	晚	
pH	6~9	7.38	7.42	7.61	7.37	7.16	7.37	-
悬浮物	150	40.0	34.0	32.0	22.0	18.0	23.0	40.57
五日生化需氧量	30	64.2	63.5	74.9	8.8	8.6	8.6	87.17
化学需氧量	150	195	198	209	24.7	25.8	22.1	87.94
氨氮	25	26.6	28.0	28.1	20.4	19.4	17.9	30.23
动植物油	15	1.32	3.06	1.51	未检出	未检出	未检出	-
挥发酚	0.5	0.121	0.094	0.131	0.005	未检出	未检出	-
硫化物	1.0	4.84	6.23	0.78	未检出	0.019	0.011	99.57
磷酸盐	1.0	4.62	3.99	3.74	0.20	0.12	0.08	96.76
第二天								处理效率 (%)
监测项目	标准值	生活污水处理装置进口			生活污水处理装置出口			
		早	中	晚	早	中	晚	
pH	6~9	7.51	7.66	7.68	7.35	7.35	7.02	-
悬浮物	150	42.0	36.0	32.0	28.0	24.0	26.0	29.09
五日生化需氧量	30	70.8	75.7	70.0	9.0	8.5	9.0	87.76
化学需氧量	150	193	196	208	22.3	25.2	24.2	87.99
氨氮	25	28.3	27.8	28.2	19.5	20.5	20.4	28.35
动植物油	15	2.85	1.85	2.04	0.16	未检出	未检出	-
挥发酚	0.5	0.132	0.112	0.124	未检出	未检出	未检出	-
硫化物	1.0	8.50	5.98	8.46	未检出	未检出	未检出	-
磷酸盐	1.0	3.97	3.88	4.09	0.08	0.08	0.06	98.16

根据表 3.1-6 可知，克拉 2 气田生活污水经地理式一体化处理设施处理后，各类污染因子处理效率在 28.35%~99.57%之间，各项指标均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）“表 4 第二类污染物最高允许排放浓度”中的二级标准限值要求，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

#### 3.1.4.4 地下水环境影响后评价

后评价阶段以克拉水源井为例采用实测方式对项目区地下水水质进行了监测，监测结果与原环评报告中地下水水质进行对比分析，具体见表 3.1-7。

表 3.1-7 地下水环境质量现状变化情况对比表 单位：mg/L

监测时段 监测项目	标准值 (III类)	2000 年			2019 年		
		监测值	标准 指数	达标 情况	监测值	标准 指数	达标 情况
pH (无量纲)	6.5~8.5	7.39	0.26	达标	7.82	0.55	达标
总硬度 (以 CaCO <sub>3</sub> 计)	≤450	205.2	0.46	达标	226.5	0.50	达标

溶解性总固体	≤1000	/	-	-	439	0.44	达标
硫酸盐	≤250	49.2	0.20	达标	84.8	0.34	达标
氟化物	≤1.0	0.29	0.29	达标	0.232	0.23	达标
氨氮	≤0.50	/	-	-	0.08	0.16	达标
硝酸盐（以N计）	≤20.0	0.003	0.00015	达标	5.17	0.26	达标
高锰酸盐指数	≤3.0	/	-	-	0.6	0.20	达标
铬（六价）	≤0.05	0.004	0.08	达标	<0.004	<0.08	达标
氯化物	≤250	71.0	0.284	达标	64.1	0.25	达标
砷	≤0.01	/	-	-	0.00055	0.06	达标
阴离子合成洗涤剂	≤0.3	/	-	-	/	-	-
汞	≤0.001	/	-	-	<0.00004	<0.04	达标
硒	≤0.01	/	-	-	/	-	-
铁	≤0.3	/	-	-	/	-	-
铜	≤1.00	/	-	-	0.00034	0.0003	达标
锌	≤1.00	/	-	-	/	-	-
铅	≤0.01	/	-	-	0.001	0.1	达标
镉	≤0.005	/	-	-	0.00034	0.068	达标
挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	0.002	1	达标	<0.002	<1	达标
石油类	≤0.05	0.005	0.1	达标	/	-	-

根据上表分析可知，项目区地下水水质均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求。

#### （1）正常工况下废水防治措施

作业区站场采取的地下水废水防治措施主要有：

- ①处理后的水全部用于回注气层，不外排；
- ②处理站罐区及各生产区均进行地面硬化防渗处理，以防治污水渗漏污染地下水。
- ③按规定进行设备维修、保养，及时更换易损易老化不见，防治泄漏事故的发生。
- ④加强进水水质管理和控制，一旦出现事故，尽快解决。
- ⑤选用先进的控制仪表工艺，对进水流量、水质等实行自动监控，实现最佳控制，合理调整工作，保证高效工作。
- ⑥定期对管道进行清垢，防止管道堵塞。
- ⑦定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

#### （2）非正常工况下风险事故防范措施

各处理站均设置了事故应急池，防止出现故障或污水处理系统出现较大水量等应急情况下污水无处排放。一旦出现事故，严格按照作业区应急预案处置，把环境风险控制在最小范围内。



### (3) 回注水水质监测情况

作业区生产运营期产生的主要废水为气液分离后的水和井下作业废液，生产废水均进入相应处理站的污水处理系统处理，处理后的水管输至注水系统，用于气田注水开发。克拉 2 气田回注水井主要为 KeS2-2-9 井、KL210W 井、KeS209 井和 KeS602 井，回注水量约为 870m<sup>3</sup>/d。本次评价以克深 2-2-9 井（气田回注水）为例，由塔里木油田分公司质量检测中心对克拉 2 中央处理厂回注水进行监测，监测结果见表 3.1-8。

**表 3.1-8 克拉 2 中央处理厂污水处理系统排口水质监测结果一览表**

监测内容	监测值	标准值	达标情况
悬浮固体含量, mg/L	2.45×10 <sup>1</sup>	≤30	达标
含油量, mg/L	1.94	≤50	达标
平均腐蚀率, mm/a	0.025	≤0.076	达标
腐生菌, 个/mL	2.5	≤1000	达标
硫酸盐还原菌, 个/mL	2.5	≤25	达标
铁细菌, 个/mL	6.0	≤1000	达标
溶解氧, mg/L	0.00	≤0.10	达标
粒径中值, μm	2.472	≤5.0	达标

由监测结果可知，回注水中各项监测指标均符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中的有关标准。

#### 3.1.4.5 声环境影响后评价

后评价阶段，对气田四界进行了声环境质量监测，声环境现状监测结果见表 4.3-9。

**表 3.1-9 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。

运营期噪声源包括各类机泵、加热炉、分离器和压缩机等噪声，对环境影响周期较长，贯穿整个生产期。项目在环评阶段针对噪声源提出的噪声防治措施如下：

- (1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间；
- (2) 对噪声较大的设备设置消音设施；
- (3) 在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；
- (4) 尽量将发生源集中统一布置，采用吸声、隔声、减振等措施，尽量减少对外环境和岗位工人的噪声污染；
- (5) 设置隔音值班室供操作人员使用，同时配备必要的防噪设施，如耳塞等，供操作人员在泵房巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

根据现场调查，项目噪声防治措施与环评及环境保护竣工验收基本一致，根据项目环境保护竣工验收报告中的监测可知，项目验收时厂界噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准（昼间：60dB（A），夜间 50dB（A））的限值。

### 3.1.4.6 固废影响后评价

#### (1) 钻井废弃物

克拉 2 气田共有 25 口单井，本次后评价引用新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2019 年 3 月对克拉 2 气田内 13 口单井岩屑池内的固体废弃物的监测数据，监测结果见表 3.1-10。

表 3.1-10 克拉 2 气田钻井废弃物监测结果

项目	井号	标准值	KL3 井		KL202 井		KL204 井		KL2-1 井	
			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
pH（无量纲）		2.0~12.5	8.71	达标	9.83	达标	8.77	达标	11.52	达标
六价铬（mg/kg）		≤13	2L	达标	2L	达标	3.74	达标	2L	达标
铜（mg/kg）		≤600	15.7	达标	80.4	达标	48.3	达标	34.2	达标
锌（mg/kg）		≤1500	42.2	达标	136	达标	72.8	达标	69.9	达标
镍（mg/kg）		≤150	22.0	达标	22.1	达标	11.6	达标	20.8	达标
铅（mg/kg）		≤600	15.1	达标	25.1	达标	31.2	达标	14.1	达标
镉（mg/kg）		≤20	0.1L	达标	0.1L	达标	0.2	达标	0.3	达标
砷（mg/kg）		≤80	9.98	达标	10.1	达标	29.0	达标	17.8	达标
苯并（a）芘（mg/kg）		≤0.7	0.2L	达标	0.2L	达标	0.26	达标	0.2L	达标
含油率（%）		≤2	0.01	达标	0.14	达标	0.03	达标	0.18	达标
COD（mg/L）		≤150	26.9	达标	<b>480</b>	<b>超标</b>	<b>190</b>	<b>超标</b>	<b>370</b>	<b>超标</b>
含水率（%）		≤60	3.3	达标	5.1	达标	16.7	达标	21.2	达标
项目	井号	标准值	KL2-5 井		KL2-7 井		KL2-9 井		KL2-6 井	
			监测值	达标	监测值	达标	监测值	达标	监测值	达标

			情况		情况		情况		情况	
pH (无量纲)	2.0~12.5	9.82	达标	9.76	达标	10.49	达标	10.27	达标	
六价铬 (mg/kg)	≤13	2L	达标	2L	达标	2L	达标	2L	达标	
铜 (mg/kg)	≤600	133	达标	63.5	达标	54.3	达标	24.3	达标	
锌 (mg/kg)	≤1500	62.3	达标	74.9	达标	77.5	达标	49.8	达标	
镍 (mg/kg)	≤150	9.52	达标	19.8	达标	19.0	达标	17.5	达标	
铅 (mg/kg)	≤600	28.6	达标	26.8	达标	16.7	达标	20.4	达标	
镉 (mg/kg)	≤20	0.1L	达标	0.1L	达标	0.1L	达标	0.1L	达标	
砷 (mg/kg)	≤80	62.9	达标	31.4	达标	26.5	达标	9.71	达标	
苯并 (a) 芘 (mg/kg)	≤0.7	1.06	达标	0.2L	达标	0.2L	达标	0.2L	达标	
含油率 (%)	≤2	0.004	达标	0.07	达标	0.06	达标	0.002	达标	
COD (mg/L)	≤150	<b>894</b>	<b>超标</b>	<b>531</b>	<b>超标</b>	<b>899</b>	<b>超标</b>	<b>674</b>	<b>超标</b>	
含水率 (%)	≤60	7.6	达标	13.3	达标	21.1	达标	6.2	达标	
项目	井号	标准值	KL205 井		KL2-4 井		KL2-3 井		KL2-12 井	
			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
pH (无量纲)	2.0~12.5	8.57	达标	9.9	达标	8.77	达标	9.66	达标	
六价铬 (mg/kg)	≤13	2L	达标	2L	达标	2L	达标	2L	达标	
铜 (mg/kg)	≤600	49.4	达标	38.7	达标	55.0	达标	48.1	达标	
锌 (mg/kg)	≤1500	111	达标	58.1	达标	62.5	达标	69.2	达标	
镍 (mg/kg)	≤150	12.5	达标	19.0	达标	18.5	达标	18.4	达标	
铅 (mg/kg)	≤600	29.8	达标	22.3	达标	23.5	达标	19.1	达标	
镉 (mg/kg)	≤20	0.1L	达标	0.1L	达标	0.2	达标	0.1L	达标	
砷 (mg/kg)	≤80	22.2	达标	19.8	达标	21.7	达标	24.6	达标	
苯并 (a) 芘 (mg/kg)	≤0.7	1.10	达标	0.64	达标	0.2L	达标	0.67	达标	
含油率 (%)	≤2	0.11	达标	0.06	达标	0.03	达标	0.10	达标	
COD (mg/L)	≤150	100	达标	<b>593</b>	<b>超标</b>	123	达标	<b>962</b>	<b>超标</b>	
含水率 (%)	≤60	9.4	达标	15.1	达标	10.8	达标	19.6	达标	
项目	井号	标准值	KL2-10 井							
			监测值	达标情况						
pH (无量纲)	2.0~12.5	11.4	达标							
六价铬 (mg/kg)	≤13	2L	达标							
铜 (mg/kg)	≤600	36.9	达标							
锌 (mg/kg)	≤1500	73.0	达标							
镍 (mg/kg)	≤150	20.8	达标							
铅 (mg/kg)	≤600	16.7	达标							
镉 (mg/kg)	≤20	0.4	达标							
砷 (mg/kg)	≤80	19.4	达标							
苯并 (a) 芘 (mg/kg)	≤0.7	0.62	达标							
含油率 (%)	≤2	0.13	达标							
COD (mg/L)	≤150	<b>982</b>	<b>超标</b>							
含水率 (%)	≤60	19	达标							

根据上表可知，本次监测的 13 口井中仅有 3 口井（KL205 井、KL2-3 井、KL3 井）岩屑池内的固体废弃物全部达标，其余的井 COD 均超过《油气田钻井

《固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）表 1 中的要求，针对超标问题，作业区计划将岩屑池内固废进行就地处理，处理达标后回填岩屑池。

### （2）生活垃圾

作业区生活垃圾均送至克拉 2 气田生活垃圾填埋场进行填埋处理。现有生活垃圾填埋场始建于 2001 年，2004 年完成施工并投入使用。设计库容为  $1.5 \times 10^4 \text{m}^3$ （3 座生活垃圾固废池，容积为  $5000 \text{m}^3/\text{座}$ ），截至目前，已填容量为  $0.75 \times 10^4 \text{m}^3$ ，剩余容量为  $0.75 \times 10^4 \text{m}^3$ ；正在填埋作业区面积为  $0.14 \times 10^4 \text{m}^2$ ；已使用粘土覆盖区面积为  $0.21 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

### （3）含油污泥

作业区含油固废主要为处理站污水处理系统产生的含油污泥，属于 HW08 类危险废物，根据调查结果，评价时段内，2018 年以前交由库车畅园生态环保科技有限责任公司进行处置；2018 年以后交由塔里木石油勘探开发指挥部沙漠运输公司进行处置。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，并于月底将转移数量报当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。含油污泥处置单位资质见附件。

### （4）含汞废物

作业区含汞废物的主要为克拉 2 中央处理厂内吸附塔更换吸附剂时产生，由于吸附剂无需经常更换，因此产生量极少；更换时由施工单位带罐更换，含汞废物不在站内临时储存。根据调查结果可知，含汞废物属于 HW29 类危险废物。均交由克拉玛依拓源化工有限公司进行处置。含汞废物的收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，并于月底将转移数量报当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

已采取的固体废物处置措施有效性如下：

（1）井下作业必须带罐（车）操作，所使用的各种化学药剂严格控制落地，残液落地要彻底清理干净，不得向环境排放；

（2）本项目产生的油泥（砂）委托塔里木石油勘探开发指挥部沙漠运输公司进行处理；

(3) 定期对井场进行巡视，减少落地原油量，使危害影响范围减小的最低程度；

(4) 加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告；

(5) 运营期产生的固体废弃物主要来自于集输管线的清管作业。清管作业产生的清管废渣主要为油/水、烃/水混合物或乳化液，属危险废物，清管废渣产生量小，交由塔里木石油勘探开发指挥部沙漠运输公司进行处理。

### 3.1.4.7 风险影响后评价

#### (1) 风险源防范措施

根据辨识出的使用危险化学品过程中各个单元存在的危险源的分级，针对由于危险化学品使用不当因而可能存在的危险性以及可能造成的环境污染，结合作业区生产运营实际情况，编制出危险化学品作业过程预先危险分析表，见表 11.2-4。危险化学品相关各岗位负责人员须定期对以上风险因素进行排查，对相应的方法措施落实情况予以检查，并做好记录，详细填写记录表，统一交由作业区办公室存档保管，由办公室负责定期呈报给作业区、事业部及上级公司应急指挥部审阅。

表 3.1-11 危险化学品作业过程预先危害分析表

潜在事故	危险因素	触发事件	发生模式	形成原因	事故结果	危险等级	防范及应急措施
容器爆炸	压力容器	①压力容器使用超压 ②压力容器超期使用	超压或容器损坏	①容器质量差； ②压力容器的安全附件（安全阀、压力表、水位计、温度计）堵塞不通或反应不灵敏； ③无完善安全操作规程； ④未严格执行监督检查制度； ⑤工人知识、经验不足。	设备损坏、人员伤亡、停产、泄漏有毒物质污染环境	IV	①制定、遵守安全操作规程和相应规章制度； ②巡回检查，发现问题即处理； ③保证安全附件（安全阀、压力表、水位计、温度计）完好，符合安全要求； ④特种作业人员须持证上岗，并对其定期进行安全教育； ⑤压力容器按规定定期检验； ⑥安全阀、压力表等安全附件应定期校验； ⑦在用压力容器应按《在用压力容器检验规程》、《压力容器使用登记管理规则》的规定进行定期检验、评级和注册登记； ⑧锅炉、压力容器应由有资质的单位进行设计、制造和施工； ⑨发生爆炸立即进行减压处理，对受伤人员进行抢救。
火灾	天然气球	①设备、容器破裂造成	易燃气体	①在作业场所内点火吸烟；	设备损坏、人	IV	①作业场所严禁吸烟，禁止携带火种、穿带钉子鞋作业；

潜在事故	危险因素	触发事件	发生模式	形成原因	事故结果	危险等级	防范及应急措施
爆炸	罐泄漏	① 腐蚀物质泄漏； ② 阀门破裂； ③ 管线破裂； ④ 设备、阀门或温度计与管线连接处泄漏。	与空气混合达到爆炸极限	② 抢修、检修或焊接时违章动火； ③ 外来人员带入火种； ④ 穿钉子鞋作业产生火花； ⑤ 用钢制工具敲打设备、管线产生撞击火花； ⑥ 电动机、电缆着火； ⑦ 静电放电； ⑧ 雷击； ⑨ 车辆未戴防火罩； ⑩ 高热。	人员伤亡、停产、剧毒气体散逸污染环境		② 动火必须按《厂区动火作业安全规程》(HG23011-1999) 动火审批手续进行，并采取相应的防范措施； ③ 严禁用钢制工具敲打设备、管线； ④ 车辆必须配备防火罩； ⑤ 按规定要求采取防静电措施，安装避雷设施，并定期检查保证完好； ⑥ 加强设备管理及维护保养； ⑦ 岗位责任制、巡回检查制； ⑧ 加强操作管理，严守纪律； ⑨ 加强电器安全管理； ⑩ 发生火灾、爆炸必要时立即停车，对受伤人员进行抢救。
车辆伤害	车辆撞击事件	① 刹车器失灵等故障； ② 车速太快； ③ 道路旁的管线、管架及桥架等无防撞设施； ④ 路况差，有缺陷、障碍物、冰雪等； ⑤ 车辆超载、超高、超宽、超长等； ⑥ 司机处理不当，未能有效排除险情。	车辆撞击导致人员中毒受伤等事故	① 违章驾驶； ② 驾驶员精力不集中； ③ 酒后驾车； ④ 疲劳驾驶； ⑤ 驾驶员心情差、激情驾驶。	人员伤亡、设备损坏、储罐泄漏	II	① 生产区禁止无关车辆入内并设置交通标志； ② 保持路面状况良好； ③ 设备、管线尽量不设在道路边，设置在道路边的设备管线、桥架等要设置保护设施； ④ 驾驶员遵守交通规则，不违章行驶； ⑤ 加强对驾驶员的管理（如在行驶时不吸烟、不谈话、不疲劳驾驶、不酒后驾驶、注意观察、集中精力驾驶）； ⑥ 行驶车辆应保证良好车况； ⑦ 正确装卸货物，做到不超载、不超宽、不超高、不超长； ⑧ 不超速行驶，厂内车速不超过 10~15km/h。

(2) 井喷防范措施

- ① 在钻井和井下作业过程中，根据地下压力情况，在井口安装防喷器；
- ② 钻井时对泥浆液面进行实时监测，及时发现井喷前的溢流并报警；
- ③ 开钻前对井控装置严格进行试压检查，并在运行中进行监控；
- ④ 钻井过程中对地层压力进行实时监测，密切观察油气显示情况，在钻达目的层位前，对放喷设施和泥浆加重材料进行专门验收检查，保证井场放喷设备材料充足。
- ⑤ 各井队配备一名专职井控工程师，加强对井控设备的日常维护管理，负责钻井各阶段的井控工作；

⑥若井喷时空，则立即启动应急预案，采取应急响应措施。

(3) 管线破裂防范措施

①管廊上方设置永久性标志；

②集输管线内外均采取了防腐措施，延长管线使用寿命外部采用防腐涂层；

③每年定期用超声检测仪对管线进行 1~2 次测量，发现管壁变薄应及时更换管段。

(4) 站场事故风险防范措施

①站场平面布置严格遵循国家颁布的设计防火规范《原油和天然气工程设计防火规范》(GB50183-93) 以及《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)；

②各站场用房均采用非燃烧建筑结构，耐火等级达到规范要求，电气设备选型符合防爆规范，厂房泄爆泄压面积符合有关规范；

③站场内各工艺单元采取防雷、防静电措施，油气管道及设备容器均作防静电接地保护。

④天然气处理各工艺单元、储罐区周围设消防环道，罐区周围设防火堤，处理站一定数量的进出大门。其它甲类防爆场所均设有移动式消防设施。

⑤作业区上岗人员进行安全教育和消防训练，加强气田职工安全防火意识；

⑥明确各要害部位、重点岗位的管理责任，建立完善的安全生产管理规划、安全生产操作规程和各种设备的运行操作规范，定期进行安全生产检查，并对查出的问题认真整改，做好整改记录，通过加强安全管理来消灭事故隐患。

⑦重视职工的专业技能培训，培训内容包括安全环保新增规定宣传、环保统计系统培训、锅炉压力容器管理系统培训、HSE 体系内审员培训、安全评价培训和安全生产法宣传等。

### 3.1.5 存在环保问题及整改措施

#### 3.1.5.1 生态环境保护措施补救方案和改进措施

根据现场调查分析，气田现有生态环境保护措施基本可行。克拉 2 气田现有采气井开井 15 口、气田水回注井开井 1 口，长关井 9 口（其中报废井 3

口)。

对于气田已关闭气井进行分析，无产能的前提下进行封井，对于已封闭井场后评价建议按以下要求进行生态恢复：

①气田对完成采气的废弃井，采取了封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m管头的措施，并清理了场地，清除、填埋了各种固体废物，恢复了原有地貌。

②对固体废物填埋场及时进行了清理覆土填埋、压实，并设立了警示标志。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护措施，使气田开发区生态环境工程不变。

④保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，避免污染地下水通道。

### 3.1.5.2 大气污染防治措施补救方案及改进措施

根据现场调查可知，本项目大气污染物主要为锅炉废气和非甲烷总烃的无组织排放。

本项目在生产及生活过程中使用的锅炉均为燃气锅炉，所用燃料也为经过处理后的干气。后评价针对生产锅炉和生活锅炉进行了监测，从监测结果可知，SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、烟尘均能满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表1中燃气锅炉的排放限值要求，详见表3.1-12和表3.1-13。

表 3.1-12 克拉处理站一站锅炉烟气监测结果

污染源参数		平行样	第一次	第二次	第三次	标准值
监测日期：2019.4.23						
烟气氧含量 (%)			4.78	4.88	4.62	
烟气温度 (°C)			150.4	148.4	144.9	
测点截面积 (m <sup>2</sup> )			0.28			
排气筒高度 (m)			12			
SO <sub>2</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值		<3	<3	<3	
	折算值		<3	<3	<3	100
NO <sub>x</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值		119.5	122.0	126.1	
	折算值		128.9	132.4	134.7	400
监测日期：2019.4.24						
烟气氧含量 (%)			4.72	4.61	4.96	
烟气温度 (°C)			144.3	146.3	147.7	
测点截面积 (m <sup>2</sup> )			0.28			
排气筒高度 (m)			12			



SO <sub>2</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	<3	<3	<3	
	折算值	<3	<3	<3	100
NO <sub>x</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	126.1	124.6	121.6	
	折算值	135.5	133.0	132.7	400
监测日期: 2019.4.25					
烟气氧含量 (%)		4.61	4.63	4.57	
烟气温度 (°C)		150.3	150.6	147.6	
测点截面积 (m <sup>2</sup> )		0.28			
排气筒高度 (m)		12			
SO <sub>2</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	<3	<3	<3	
	折算值	<3	<3	<3	100
NO <sub>x</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	119.1	119.3	121.6	
	折算值	127.2	127.5	129.5	400

注: 一站的锅炉建成于 2004 年

表 3.1-13 生活源锅炉烟气监测结果

污染源参数	平行样	第一次	第二次	第三次	标准值
	监测时间: 2019.4.24				
烟气氧含量 (%)		13.37	13.58	13.35	
烟气温度 (°C)		102.4	102.4	102.4	
测点截面积 (m <sup>2</sup> )		0.28			
排气筒高度 (m)		8			
SO <sub>2</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	<3	<3	<3	
	折算值	<3	<3	<3	100
NO <sub>x</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	42.2	39.8	40.6	
	折算值	96.8	93.9	92.9	400
监测时间: 2019.4.25					
烟气氧含量 (%)		13.25	13.21	13.28	
烟气温度 (°C)		110.0	110.0	110.0	
测点截面积 (m <sup>2</sup> )		0.28			
排气筒高度 (m)		8			
SO <sub>2</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	<3	<3	<3	
	折算值	<3	<3	<3	100
NO <sub>x</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	39.2	38.3	39.0	
	折算值	88.5	86.0	88.4	400
监测时间: 2019.4.26					
烟气氧含量 (%)		13.46	13.42	13.39	
烟气温度 (°C)		107.4	109.8	111.7	
测点截面积 (m <sup>2</sup> )		0.28			
排气筒高度 (m)		8			
SO <sub>2</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	<3	<3	<3	
	折算值	<3	<3	<3	100
NO <sub>x</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	实测值	43.5	45.3	46.1	
	折算值	101.0	104.6	106.0	400

注: 生活源锅炉建成于 2004 年

本项目在生产过程中无组织排放主要为非甲烷总烃和硫化氢，根据监测报告可知，非甲烷总的无组织排放均能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2非甲烷总烃无组织排放浓度限值，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1中“二级、现有”排放浓度限值，详见表3.1-14。

表 3.1-14 厂界下风向无组织挥发废气监测结果一览表

监测点位	采样时间	NMHC (mg/m <sup>3</sup> )		H <sub>2</sub> S (mg/m <sup>3</sup> )	
		监测值	标准值	监测值	标准值
1#: 一站下风向	2019.4.22	0.26~0.51	4.0	0.005~0.006	0.10
	2019.4.23	0.21~0.59		0.005~0.006	
2#: 二站下风向	2019.4.22	0.37~1.29		<0.005	
	2019.4.23	0.39~1.21		<0.005	
3#: 井场下风向	2019.4.22	0.35~0.79		<0.005	
	2019.4.23	0.53~1.06		<0.005	

综上所述，克拉2气田内大气污染物均能满足国家标准的要求，大气污染防治措施合理有效，气田在后期运营中继续做好大气污染防治措施，有效的防治废气对周边环境的影响。

### 3.1.5.3 水污染防治措施补救方案及改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对水环境保护措施不符合要求的地方提出以下补救方案及改进措施。

#### (1) 生活污水

克拉油气开发部计划对生活污水处理装置进行检查维修，加强后期运营管理。

#### (2) 生产废水

克拉油气开发部计划对生产废水处理装置进行检查维修，加强后期运营管理。

### 3.1.5.4 声污染防治措施补救方案和改进措施

项目所采取噪声防治措施合理有效，油田公司在后期运营中继续做好噪声防护措施，有效防止噪声对周边环境的影响。

### 3.1.5.5 固体废物处置措施补救方案和改进措施

克拉2气田施工期钻井废弃物应根据现有环保要求进行改善，运营期一般工业固体废弃物、生活垃圾和为危险废物的处理（处置）措施合理有效，气田在后期运营中应继续保持固体废物处理（处置）措施的有效性，减少对周边环境

境的影响。

### 3.1.5.6 环境风险防范措施补救方案和改进措施

根据现场调查及收集的资料分析，克拉 2 气田风险防范措施基本可行，对于各类风险事故易发生类型均采取相应的措施，并且于 2017 年 6 月取得《塔里木油田公司天然气事业部克拉 2 气田突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652926-2017-009，根据应急预案内容分析，应急预案内容完善，各类事故风险防范措施切实可行，本次评价提出的改进措施如下：

(1) 作业区应定期对作业区环境应急预案进行修编更新，并且按照相关要求要求进行备案；

(2) 作业区在后期运营中严格按照应急预案中的要求进行员工培训及开展应急演练。根据应急预案培训要求，由应急救援领导小组对救援队伍每半年组织一次应急培训。

## 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克孜尔乡，西距拜城县约 60km，东距库车市约 45km。[地理位置见图 3.2-1。](#)

#### 3.2.1.3 工程组成

本工程新部署水平采气井 5 口（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21），总进尺 2.141 万 m，配套新建采气支线阀室 5 座，新增天然气产能规模为  $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建 4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 1 口电泵排水井（克拉 2-J204），配套新建输水阀室 3 座，排水量为  $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；改造老井 5 座（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603）；克拉 2 中央处理站扩建  $6000 \text{m}^3/\text{d}$  的采出水处理系统；新部署回注直井 5 口（克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克

拉 3-4W 井、克拉 212W)，总进尺 2 万 m，配套新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座，回注量为 2800m<sup>3</sup>/d；改造克深 602 注水井场；对克拉 2 中央处理站 15 年以上容器评估、监测、更换，以及对地面已建系统进行分析改造；新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；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 18km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

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 58611 万元，其中环保投资 430 万元，占总投资的 0.73 %		—
占地面积	占地面积 225hm <sup>2</sup> (永久占地面积 2hm <sup>2</sup> ，临时占地面积 223hm <sup>2</sup> )		—
规模	天然气产能 600×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，排水量为 1500m <sup>3</sup> /d，回注水量为 2800m <sup>3</sup> /d		—
建设内容	钻井工程	新钻井 10 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 5 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 212W 井	采气井均为水平井，平均单井进尺 4282m；回注井均为直井，平均单井进尺 4000m
	主体工程 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 4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 1 口电泵排水井（克拉 2-J204）； ③改造老井 5 座（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603，新增电加热器）； 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 <sup>3</sup> /d 的采出水处理系统； ⑦新建注水井场 5 座（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 212W）；对克深 602 注水井场进行改造； ⑧新建新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座；	新建

		⑨对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造。	
	集输工程	<p>①新建 DN150 采气支线 2.67km;</p> <p>②新建 DN50 气举排水井补气管道 5.2km;</p> <p>③新建气田水转输管线 16.5km: 克拉 203 井至克拉 2-13 井 T 接点 1.3km; 克拉 2-13 井 T 接点至克拉 2 中央处理厂 4km; 克拉 2-13 井至克拉气田水转输西干线 0.5km; 克拉 204 井至克拉 2-J204 井 T 接点 1.1km; 克拉 2-J204 井 T 接点至克拉 2-10 井 T 接点 0.6km; 克拉 2-10 井 T 接点至克拉 2 中央处理厂 7.6km; 克拉 2-J204 井至克拉气田水转输东干线 1.2km; 克拉 2-10 井至克拉气田水转输东干线 0.2km;</p> <p>④新建回注水管线 109.5km: DN250 8MPa 供水总线 21km; DN250 8MPa 供水支管 1 线 19km; DN150 8MPa 供水支管 2 线 10km; DN200 5.5MPa 供水支管 3 线 9.5km; DN150 5.5MPa 供水支管 4 线 8.5km; DN150 5.5MPa 供水支管 5 线 8km; DN100 5.5MPa 克拉 3-2W 井管道 10km; DN100 5.5MPa 克拉 3-3W 井管道 10km; DN100 5.5MPa 克拉 3-4W 井管道 8.5km; DN100 5.5MPa 克拉 3-1W 井管道 5km。</p>	新建
	公辅工程	<p>①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;</p> <p>②4 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;</p> <p>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;</p> <p>④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;</p> <p>⑤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;</p> <p>⑥克拉 2 中央处理站扩建的 6000m<sup>3</sup>/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。</p>	
	通信	<p>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;</p> <p>②72 芯铠装光缆 21km; 48 芯铠装光缆 19km; 24 芯铠装光缆 18.5km; 8 芯铠装光缆 30.5km。</p>	
	防腐	<p>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;</p> <p>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;</p> <p>③新建井场采出水转输管道采用高压柔性复合管, 推荐柔</p>	

		<p>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；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>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。</p>	
	自控	<p>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；</p> <p>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</p>	
	热工及暖通	<p>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；</p> <p>②各阀室通风采用防爆铝合金无动力球形风帽；</p> <p>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；</p> <p>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。</p>	
	消防	<p>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；</p> <p>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。</p>	
	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 1.2km、回注井伴行道路 18km；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
	依托工程	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 $3000 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ( $99 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ )，设置 6 套脱水脱烃装置，单套装置的处理量为 $500 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，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。	依托

		该处理厂目前天然气实际处理量约为 1786×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，仍有 1214×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d 的富裕量，能满足本工程所产天然气的接入及处理需求。	
	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 气田生活公寓一体化生活污水处理设施	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 <sup>3</sup> /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。 现状实际处理量约为 190m <sup>3</sup> /d，尚有较大富裕量，能够满足本工程施工期生活污水 (25.5m <sup>3</sup> ) 的处理需求	依托
	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 100m <sup>3</sup> /d，钻试修废水处理规模 300m <sup>3</sup> /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 m <sup>3</sup> 。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 260000m <sup>3</sup> ，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 10500m <sup>3</sup> /a，站内设间歇式三级混	依托

	色环 保站	合洗涤装置一套，6000m <sup>3</sup> 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，新增年处理含油污泥3万m <sup>3</sup> （4.5×10 <sup>4</sup> t），绿色环保站含油污泥总处理能力达到4.05×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> （6.075×10 <sup>4</sup> t）。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	
	克拉 玛依 拓源 化工 有限 公司	克拉玛依拓源化工有限公司现有汞回收装置1套，处理规模为10000吨/年。其中采用焙烧工艺处理含汞废物3000吨/年、含硒废物1000吨/年，克拉2区块含汞废物可交由克拉玛依拓源化工有限公司进行处置	依托
	生活 基地	本工程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2气田已建成基础设施完善的生活公寓	依托

### 3.2.1.4 工程投资

项目总投资 58611 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 气田概况

### 3.2.2.1 气藏特征

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。工区地势总体上较平坦，西南部地势较高，地形相对较复杂；地面海拔在 1400~1600m 之间，属温带大陆性干旱气候，地面由北向南发育季节性河流。

克拉 2 气田构造位置位于库车坳陷克拉苏构造带克拉区带，主要受南北两翼克拉苏断裂和克拉 2 北断裂两条逆冲断裂所夹持，构造近东西走向、两翼基本对称。背斜东西长 18.6km，南北宽 3.2km，长宽比为 5.8:1，气藏面积 48.95km<sup>2</sup>，幅度 458m。



克拉 2 气田自上而下钻揭新近系康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群和白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组，缺失上白垩统地层。古近系库姆格列木群泥岩段、膏盐岩段为区域性盖层，主要含油气层段为古近系库姆格列木群白云岩段、砂砾岩段和白垩系巴什基奇克组、巴西改组。

克拉 2 气田储层厚度在 400~550m，储集空间类型以粒间溶孔为主，次为原生粒间孔；岩石类型以中~细粒岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主，砂岩分选中等~好。储层段岩心孔隙度 10%~18%，平均孔隙度 13.8%，渗透率 1~100mD，平均渗透率 37mD，总体上属于中孔、中渗储层。气藏中深 3750m，原始地层压力为 74.35MPa，原始压力梯度为 0.28MPa/100m，压力系数为 1.95~2.20，为超高压气田；原始地层温度为 101.53℃，地温梯度 2.19℃/100m，属正常的温度系统；为边底水块状超高压干气气藏。

克拉 2 气田于 1998 年发现，2001 年上交探明天然气地质储量  $2840.29 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可采储量  $2130.22 \times 10^8 \text{m}^3$ 。2001~2003 年编制完成克拉 2 气田开发方案，方案设计动用天然气地质储量  $2840.29 \times 10^8 \text{m}^3$ 。设计总井数 18 口(生产井 10 口、观察井 4 口、备用井 2 口、污水回注井 2 口)，其中新钻井 14 口、利用老井 4 口，年产气规模  $107.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，采气速度 3.8%。预测气田无水采气期为 10 年，稳产期 17 年，采收率可达 85%。实际新钻井 20 口，2004 年投产，初期达到方案设计产能。截至 2020 年 7 月底，生产井 23 口，开井 18 口；日产天然气  $1248 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；累产天然气  $1184.67 \times 10^8 \text{m}^3$ ；探明地质储量采出程度 41.89%；地层压力 38.4MPa，压力保持程度 51.6%。

### 3.2.2.2 流体性质

#### 1. 天然气性质

克拉 2 气田为干气气藏，甲烷含量高，非烃气体含量低，是优质天然气。天然气分子量 16.4~16.7，相对密度 0.557~0.582，平均 0.569；甲烷含量高，95.198%~99.687%，平均 97.265%，重烃 ( $\text{C}_2^+$ ) 含量很小，氮气 ( $\text{N}_2$ ) 含量低，0~3.416%，平均 1.58%；酸性气体含量很小， $\text{CO}_2$  含量 0~1.974%，平均 0.686%；干燥系数 ( $\text{C}_1/\text{C}_{1+}$ ) 高，最低为 0.988，最高可达 1.0，属于典型的干气。

#### 2. 地层水性质

气田地层水水型为  $\text{CaCl}_2$  型，密度  $1.082\sim 1.111\text{g/cm}^3$ ，氯根  $70520.69\sim 100676.9\text{mg/L}$ ，总矿化度  $115832.6\sim 165760.8\text{mg/L}$ ，是封闭条件很好的气田水。

### 3.2.3 主体工程

#### 3.2.3.1 钻井工程

##### (1) 钻井工程

本工程部署钻井 10 口，总进尺 4.141 万 m。

井场面积为  $15400\text{m}^2(140\text{m}\times 110\text{m})$ ，将修建钻井平台、应急池( $300\text{m}^3$ )、放喷池（2 个，单个容积  $300\text{m}^3$ ）等设施，撬装设施主要为电机房、泥浆储备罐（约 11 个， $50\text{m}^3/\text{个}$ ）、泥浆泵、柴油罐等。钻井期平面布置见图 3.2-2、3.2-3。

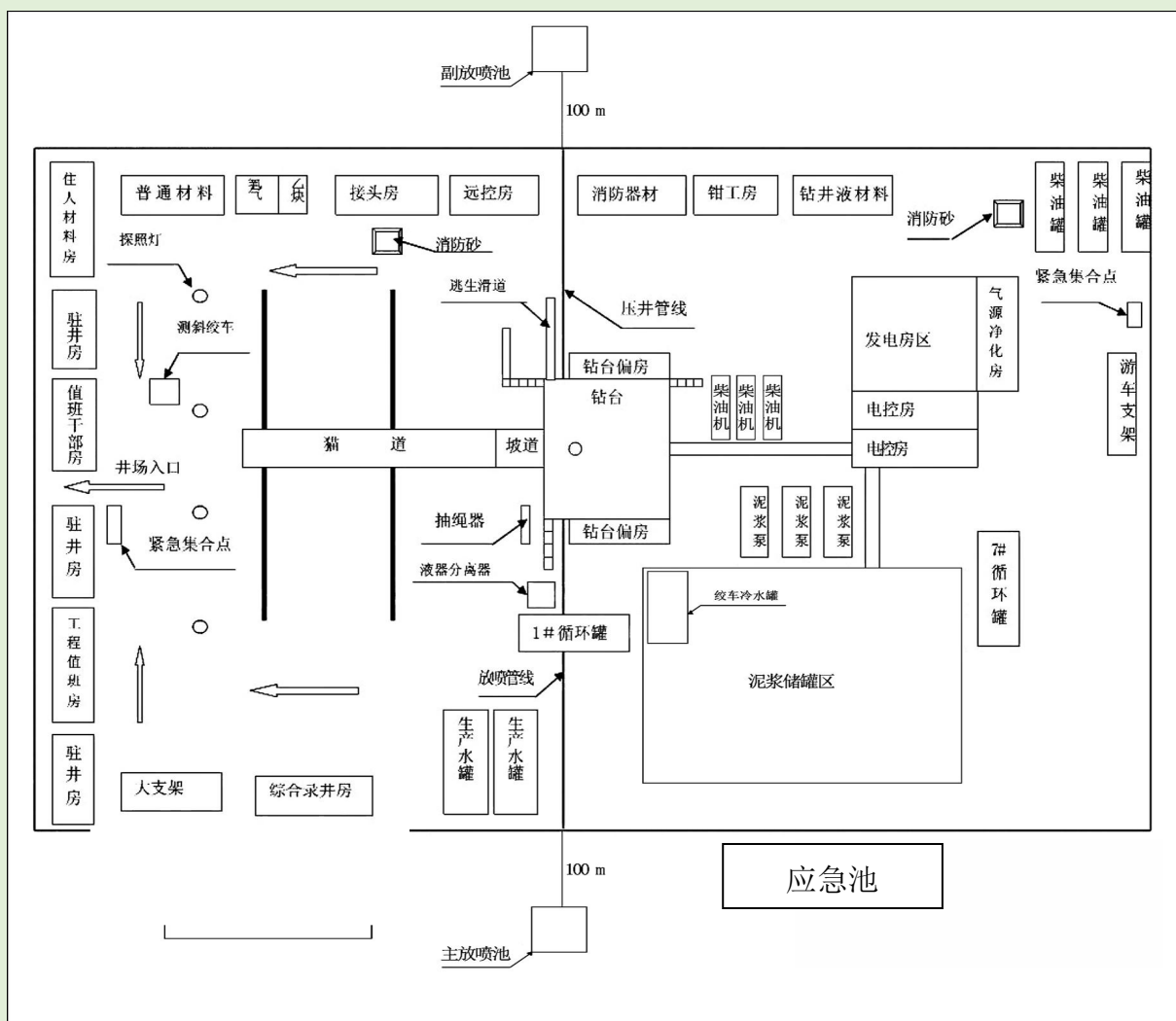


图 3.2-2 钻井期井场平面布置示意图

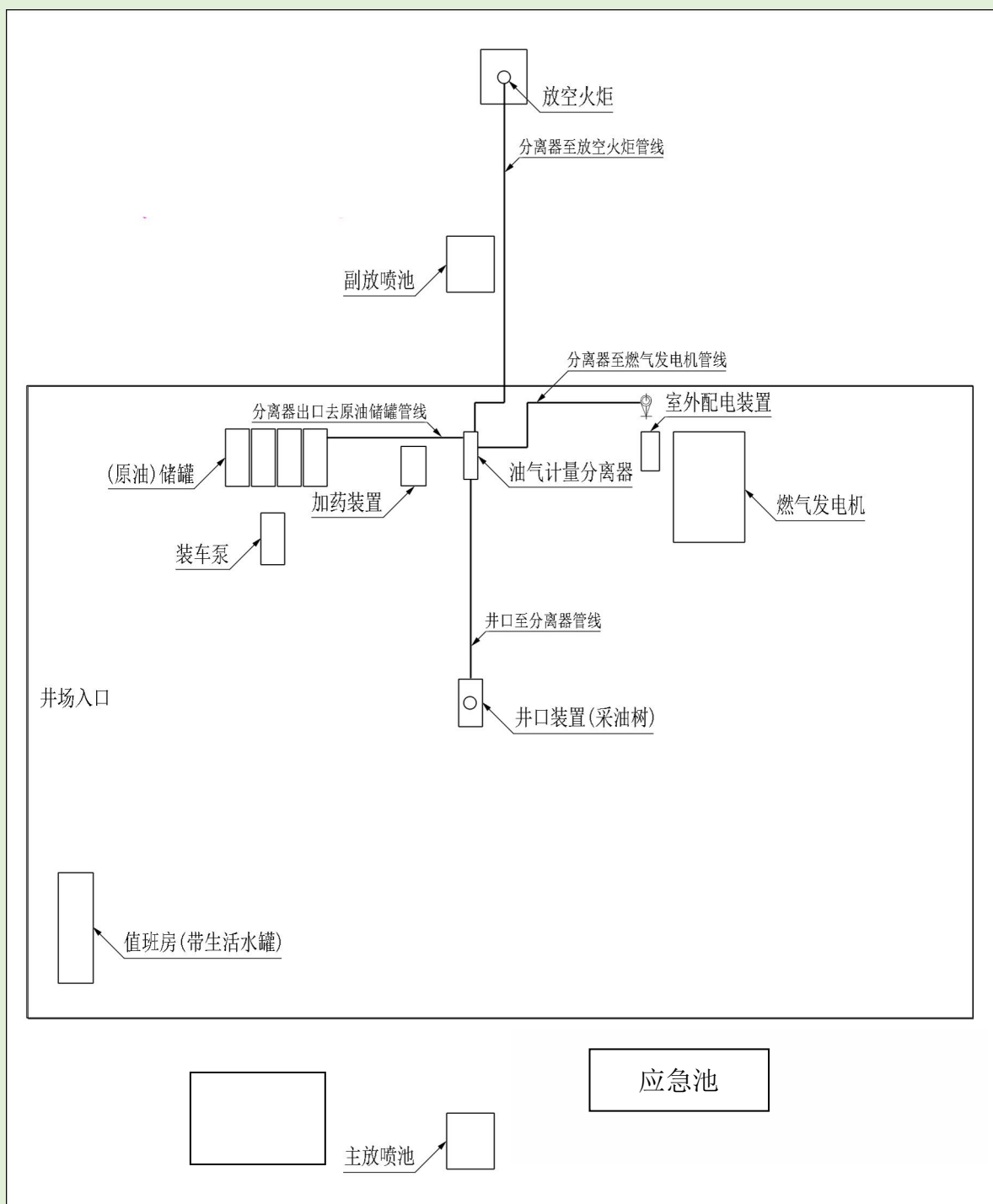


图 3.2-3 试油期井场平面布置示意图

### (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 +139.7 mm 筛管完井，回接 177.8mm+232.5mm 套管至井口，如图 3.2-4。

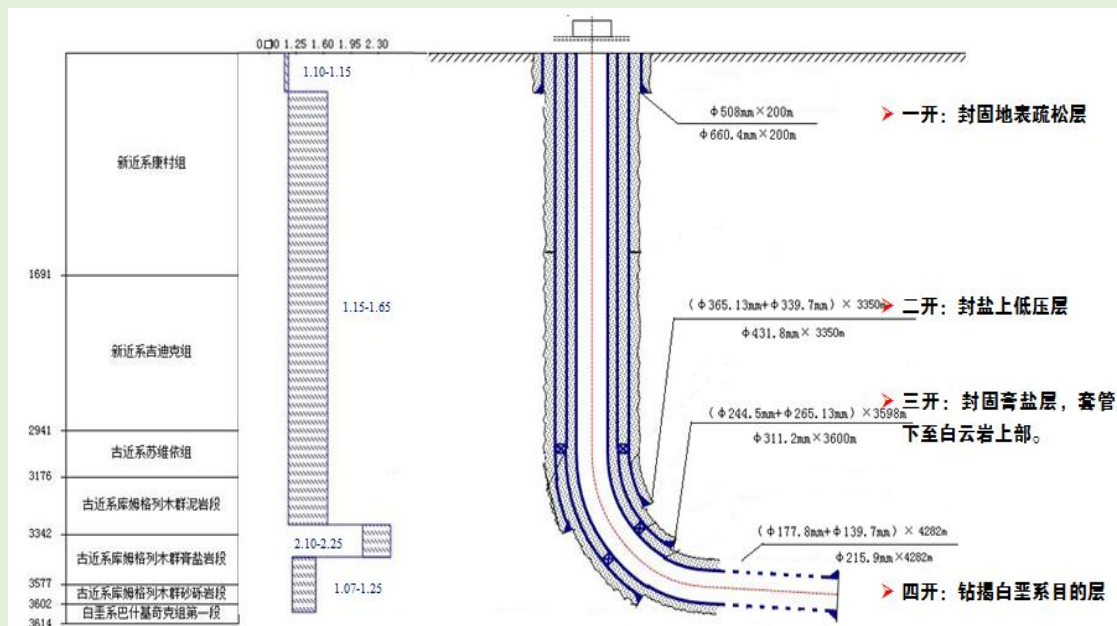


图 3.2-4 水平井井身结构设计图

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。

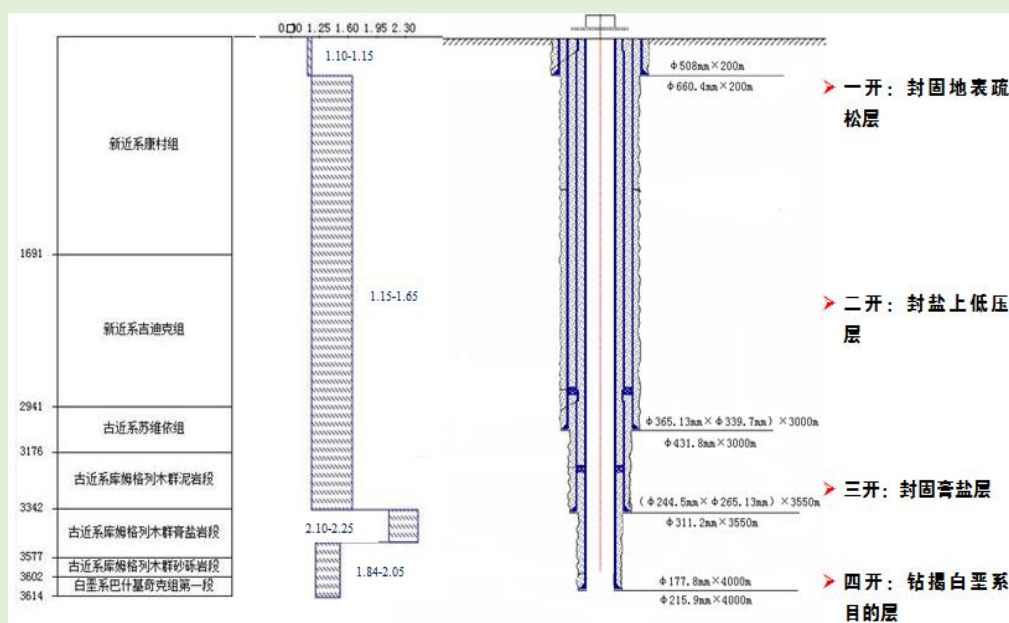


图 3.2-5 直井身结构设计图

### (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 3.2-2 水平井一开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度 (g/cm <sup>3</sup> )	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 3.2-3 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 <sup>3</sup> )	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: (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 3.2-4 水平井三开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度 (g/cm <sup>3</sup> )	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

参数项	设计值
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 3.2-5 水平井四开设计钻井液性能表

参数项	设计值
密度 (g/cm <sup>3</sup> )	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	——

#### 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 <sup>3</sup> )	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

参数项	设计值
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 <sup>3</sup> )	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



参数项	二开上部	二开下部
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 <sup>3</sup> )	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 <sup>3</sup> )	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	—

#### (4) 钻井设备

具体设备配置如表 3.2-10:

表 3.2-10 钻机配置表

分类号	设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
1	钻机	1	钻机	ZJ70/4500DZ		
		2	井架	JJ450/45.5-K11	4500	1
		3	底座	DZ450/10.5-X1	4500	1
		4	钻台面高度		10.5	
		5	钻盘梁净空高		9	
		6	绞车	JC70D	1470	1
		7	天车	TC450-18	4500	1
		8	游车	YC450-2	4500	1
		9	大钩	DG450	4500	1
		10	水龙头	SL450-5	35	2
		11	水龙带		70	1
		12	钻井液管汇	ZJ70D	35	1
		13	转盘	ZP375	4500	1
		14	主柴油发电机组	1FC2 564-6LB92-2	1000	4
		15	辅柴油发电机组	TAD1641GE	400	1
		16	钻井泵	3NB-1600F	1180	2
		17	循环罐		650	9
		18	固井罐		180	3
		19	振动筛	HS270-4P	180	4
		20	除砂器	HD-300X2-C	200	1
		21	除泥器	HM-100X12	200	1
		22	除气器	HVV-240	200	1
		23	离心机	HCF450X1000-NM	60	1
		24	离心机	HCF450X1000-NH	40	1
		25	加重泵、混合漏斗		240	2
		26	螺杆压风机	QTD37HH AC/380V/5/YD	37	2
2	救生及消防	27	救生及消防			2
		28	消防工具房及工具			1

分类号	设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
		29	二层台逃生装置	LK01D		1
		30	钻台紧急滑道			1
		31	可燃气体检测仪	GB90		1
		32	氧气浓度监测仪	PRO		1

#### (4) 固井设计

##### 1. 一开

采用常规密度水泥浆一次上返固井，封固地表疏松地层。

##### 2. 二开

采用分级固井，封固盐上地层。一级浆柱结构：隔离液（泥浆密度+0.03）+常规密度双凝水泥浆；二级浆柱结构：隔离液（泥浆密度+0.03）+常规密度双凝水泥浆。

##### 3. 三开

采用尾管+回接固井，封固盐层。尾管浆柱结构：隔离液（泥浆密度+0.03）+双凝水泥浆（泥浆密度+0.06，重合段 300m，尾浆返至上层套管鞋）；回接浆柱结构：隔离液+水泥浆（泥浆密度+0.06）。

##### 4. 四开

##### 1) 直井

采用尾管+回接固井，封固目的层。尾管浆柱结构（直井）：1.60g/cm<sup>3</sup> 隔离液+双凝常规密度水泥浆（重合段 300m，尾浆返至上层套管鞋）；回接浆柱结构：隔离液+常规密度水泥浆。

##### 2) 水平井

采用尾管选择性固井+回接固井。管串结构：筛管+盲板+封隔器（液压式）+分级箍（液压式）+套管+尾管悬挂器。尾管浆柱结构（水平井）：1.60g/cm<sup>3</sup> 隔离液+常规密度单凝水泥浆；回接浆柱结构：隔离液+常规密度水泥浆。

#### (5) 完井工程

##### 1) 完井方式

水平井完井方式：采用筛管完井。

注水井完井方式：套管射孔完井。

##### 2) 完井管柱

生产井：4 1/2"×9.65mm 油管+3 1/2"井下安全阀+4 1/2"×9.65mm 油管+7"永久式封隔器+投捞式堵塞器+4 1/2"（9.65mm）油管+POP 球座，管材：13Cr-110。

注水井：3 1/2"×6.45mm 油管+3 1/2"伸缩管+3 1/2"×6.45mm 油管+7"可取式封隔器+3 1/2"×6.45mm 油管+球座+管鞋，管材：P-110。

### 3) 生产套管

水平井：7"套管+5 1/2"筛管。

注水井：7"套管。

### 4) 采气井口推荐

生产井井口：选用压力等级 70MPa、材质 FF-1.5 级、耐温等级 P-U 级、性能级别 PR2、规范级别 PSL3G 采气树。

注水井井口：选用压力等级 105MPa、材质 EE-1.5 级、耐温等级 P-U 级、性能级别 PR1、规范级别 PSL2G 采气树。

## 3.2.3.2 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。

## 3.2.3.3 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。采气井场平面布置见图 3.2-6。

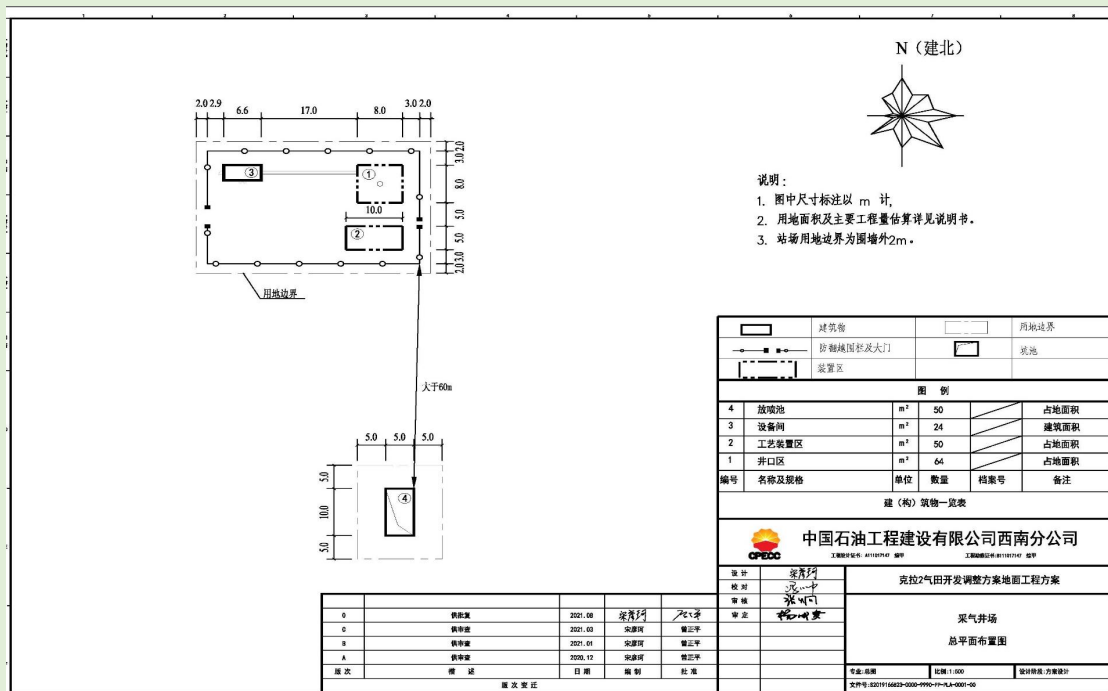


图 3.2-6 采气井场平面布置图

通过对克拉 2 气田已生产老井和开发新井的节流温降、集输管网进行热力计算，5 座生产老井（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603）在节流或输送过程中有形成水合物的风险，推荐在井场设置电加热器对流体进行加热输送。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 3.2-11 所示。

表 3.2-11 采气井场主要工程量表

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	1 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 DN25	1 套	
6	截止阀（22Cr）	Class900 DN15	4 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	电加热器	Class 900 200KW	1 套	
2	管材 (316L)	Class900 DN100	50m	
3	管材 (L245N)	Class300 DN25	150m	
4	管材 (A333.6)	Class 150 DN50	60m	

井场平面布局见图 3.2-7。



图 3.2-7 克拉 2 气田开发调整后新增井位布置图

### (2) 排水井场

根据克拉 2 气田气藏开发调整方案结论，气田共设置 5 座排水井分别为克拉 2-10 井、克拉 2-13 井、克拉 203 井、克拉 204 井和克拉 2-J204 井。主要分布在克拉 2 气田东西两侧边部。其中克拉 2-10 井、克拉 2-13 井、克拉 203 井和克拉 204 井采用气举排水，克拉 2-J204 井采用电泵排水。气举排水井场平面布置见图 3.2-8，电泵排水井场平面布置见图 3.2-9。

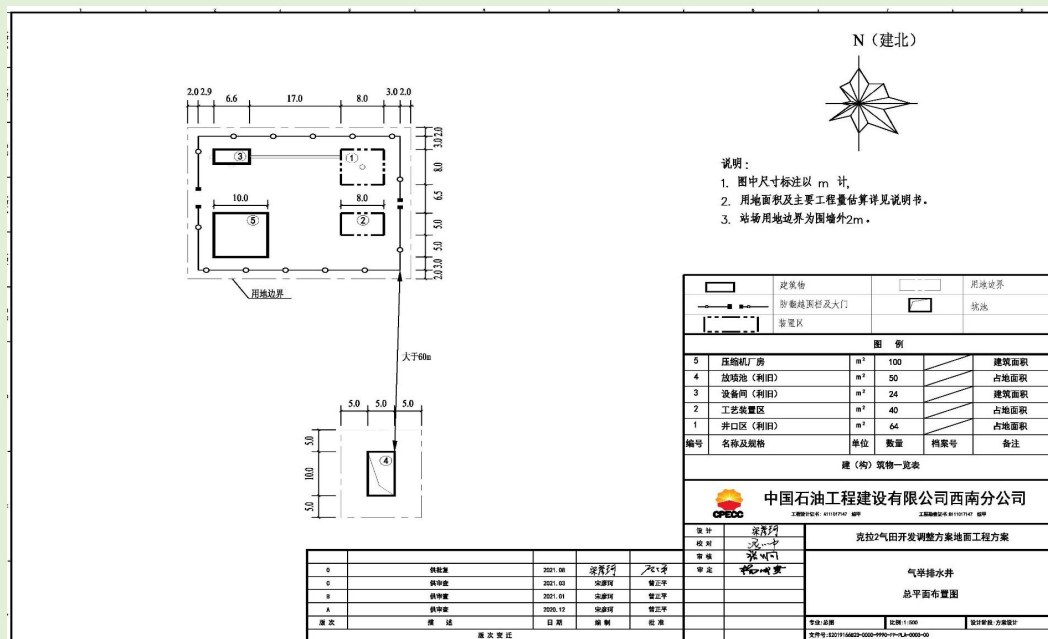


图 3.2-8 气举排水井场平面布置图

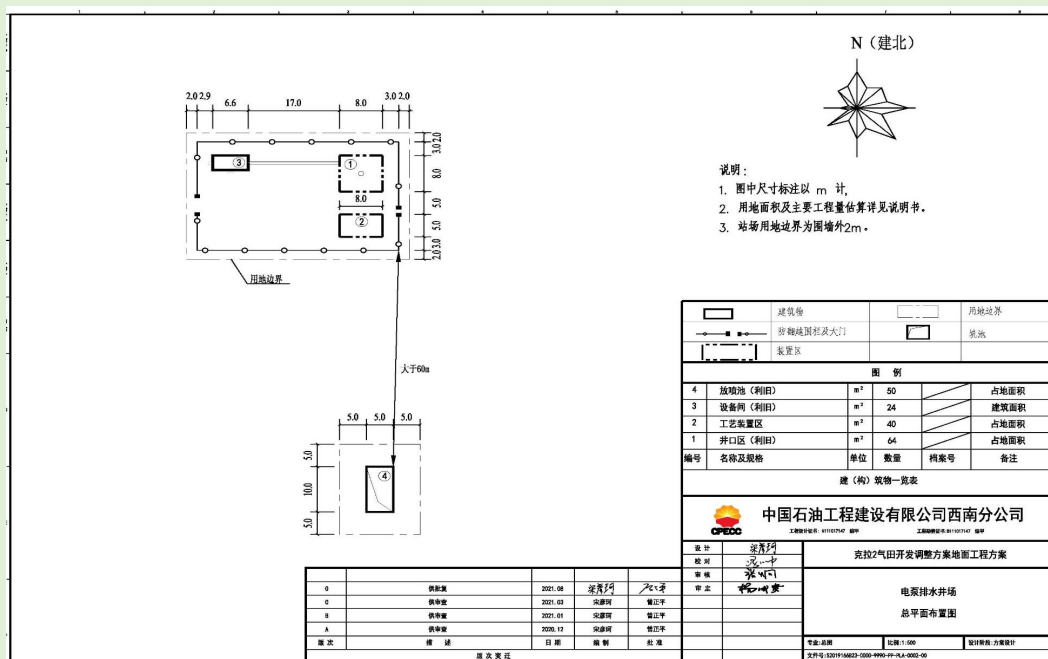


图 3.2-9 电泵排水井场平面布置图

5 口排水井中包含 1 座电泵排水井，井口排出压力范围为 0.5-1.5MPa。4 座气举排水井气举压力为 15MPa，排出压力为 2MPa。

5 口排水井基本情况见表 3.2-12 所示。

表 3.2-12 排水井一览表

井号	生产方式	排水量 m <sup>3</sup> /d	排出压力 MPa
克拉 203	气举排水	150	2.0
克拉 204	气举排水	400	2.0
克拉 2-10	气举排水	400	2.0
克拉 2-13	气举排水	150	2.0
克拉 2-J204	电泵排水	400	0.5~1.5

新建排水井场主要工程量见表 3.2-13 所示。

表 3.2-13 排水井场主要工程量表

序号	明细	规格	数量	备注
克拉 2-10 井、克拉 2-13 井、克拉 203 井、克拉 204 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	
克拉 2-J204 井				
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

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、喂水泵、注水泵组成，装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，五级油气站场规定，井场平面布置占地面积 30m×40m。主要工程量见表 3.2-14。



表 3.2-14 工艺专业主要工程量表

序号	名称	单位	数量	说明
一	气田区供水阀池			
1	阀池 0 (单座内容如下)	座	1	阀池 0 为克拉 212W 井预留供水阀池
	涡轮传动固定球阀 DN250 10MPa	套	1	
	涡轮传动固定球阀 DN100 10MPa	套	1	
	涡轮传动固定球阀 DN50 10MPa	套	1	
	D273×11/20 内壁防腐	m	16	GB6479
	D114×7/20 内壁防腐	m	10	GB6479
	异径三通 273×100/20 内壁防腐	个	1	GB/T12459
	0.6×0.6×1m 固定墩	个	3	C30 浇筑
2	阀池 1	座	1	
	涡轮传动固定球阀 DN250 10MPa	套	3	
	涡轮传动固定球阀 DN50 10MPa	套	2	
	D273×11/20 内壁防腐	m	24	GB6479
	等径三通 200×100/20 内壁防腐	个	1	GB/T12459
	大小头 250×150/20 内壁防腐	个	1	GB/T12459
	0.6×0.6×1m 固定墩	个	3	C30 浇筑
3	阀池 2、3 (单座内容如下)	座	2	
	涡轮传动固定球阀 DN200 10MPa	套	1	
	涡轮传动固定球阀 DN100 10MPa	套	1	
	涡轮传动固定球阀 DN50 10MPa	套	1	
	D219×10/20 内壁防腐	m	16	GB6479
	D114×7/20 内壁防腐	m	10	GB6479
	异径三通 200×100/20 内壁防腐	个	1	GB/T12459
	0.6×0.6×1m 固定墩	个	3	C30 浇筑
4	阀池 6、7 (单座内容如下)	座	2	
	涡轮传动固定球阀 DN150 10MPa	套	1	
	涡轮传动固定球阀 DN100 10MPa	套	1	
	涡轮传动固定球阀 DN50 10MPa	套	1	
	D168×8/20 内壁防腐	m	16	GB6479
	D114×7/20 内壁防腐	m	10	GB6479
	异径三通 168×100/20 内壁防腐	个	1	GB/T12459

序号	名称	单位	数量	说明
	0.6×0.6×1m 固定墩	个	3	C30 浇筑
5	低点泄压池（单座内容如下）	座	2	同规格
	涡轮传动固定球阀 DN100 10MPa	个	2	
	安全泄压阀 DN100 10MPa	个	1	
	D219×10/20	m	16	
	D114×5/20	m	20	
二	气田区管道穿越套管			
1	D711×8/螺旋焊缝管	m	64	套管穿越公路
2	D356×8/螺旋焊缝管	m	388	大开挖穿越
三	注水井场——下为单座井场设备	座	4	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			
	流量：25m <sup>3</sup> /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：25m <sup>3</sup> /h；压力 40MPa			
	电机功率：400kW（380V）			
四	注水井场配管安装料——下为单座井场设备			
	井场工艺管道			
1	D114×14/L415Q	m	100	GB/T9711
2	D168×5/20	m	80	GB6479
3	D114×6/20	m	40	GB6479
4	D114×5/20	m	40	GB6479
5	D89×5/20	m	30	GB6479
6	D34×4/20	m	5.0	GB6479
7	D22×4/20	m	5.0	GB6479
	进站管道和水罐前后阀门			
8	涡轮传动固定球阀 DN100 6.3MPa	个	1	
9	涡轮传动固定球阀 DN100 2.5MPa	个	11	

序号	名称	单位	数量	说明
10	固定球阀 DN150 2.5MPa	个	4	
11	涡轮传动固定球阀 DN100 10000PSI 实际应用 40MPa	个	2	
	喂水泵前后管道阀门			
12	固定球阀 DN150 1.6MPa	个	2	
13	固定球阀 DN80 2.5MPa	个	2	
14	旋启止回阀 DN80 2.5MPa	个	1	
15	楔式闸阀 DN25 1.6MPa	个	2	
16	DN15 2.5MPa 截止阀	个	5	
17	150×100 偏心大小头	个	1	
18	80×100 偏心大小头	个	1	
19	150×100 异径三通	个	1	
20	150 的管帽	个	1	
	注水泵前后管道阀门			
21	固定球阀 DN100 2.5MPa	个	2	
22	涡轮传动固定球阀 DN100 10000PSI 实际应用 40MPa	套	5	
23	平衡式节流截止阀 DN100 10000PSI 实际应用 40MPa	套	2	
24	旋启止回阀 DN80 DN150 10000PSI 实际应用 40MPa	套	1	
25	DN15 2.5MPa 截止阀	个	4	
26	DN15 40MPa 10000PSI 截止阀	个	3	
27	楔式闸阀 DN25 2.5MPa	个	1	
28	40MPa DN150/L415Q 等径三通	个	3	
29	40MPa DN150/L415Q 管帽	个	1	
30	40MPa DN150/L415Q 高压 90°弯头	个	10	
31	DN100/20 2.5MPa 等径三通 低压	个	2	
32	DN100/20 2.5MPa 管帽 低压	个	1	
	井场采气树			
33	针形阀 J13H DN15 40MPa	个	1	
34	高密封取样用截止阀 40MPa	个	2	
35	40MPa 150 等径三通	个	3	
36	平衡式节流截止阀 DN150 40MPa	套	1	

序号	名称	单位	数量	说明
37	40MPa 150 高压 90°弯头	个	4	
	管道支墩			
38	0.5×0.5×1.2m C30 浇筑钢混	个	20	
39	1.0×1.0×1.5m C30 浇筑钢混	个	3	
五	水工保护			
1	浆砌石	m <sup>3</sup>	5000	
2	混凝土	m <sup>3</sup>	2100	

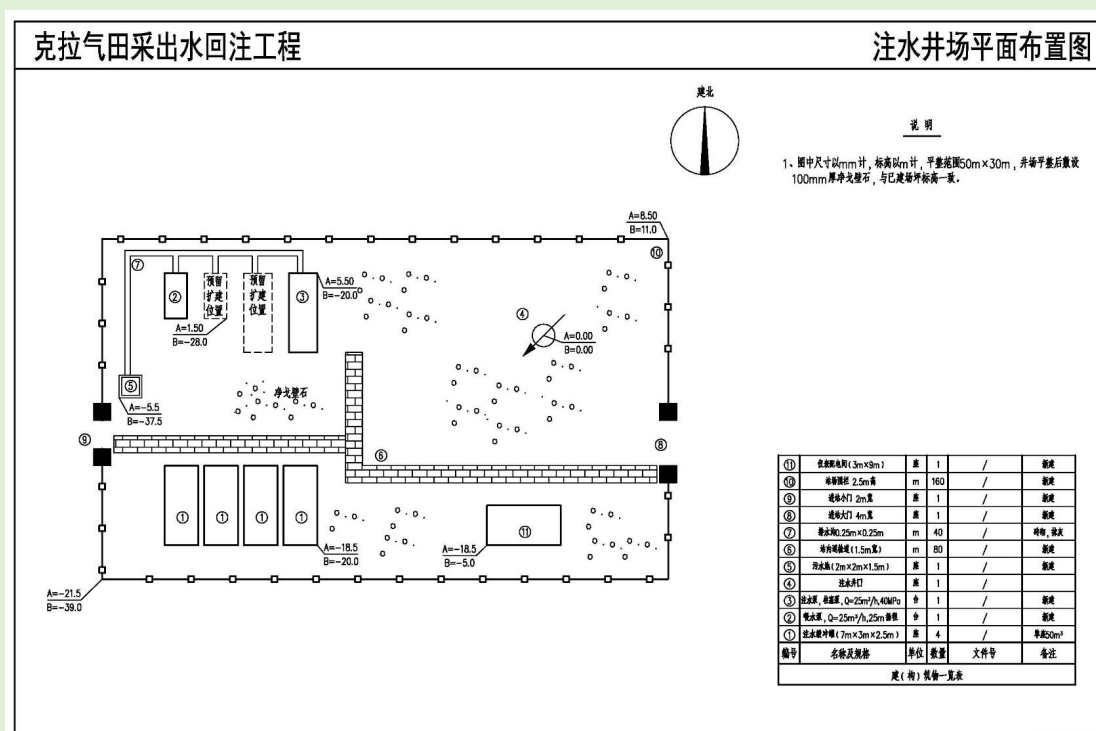


图 3.2-10 注水井场平面布置图

(4) 阀室

①本工程采气系统共设置 5 座支线阀室，用于新建单井接入原已建集输系统，并实现与已建集输系统的截断功能。阀室工艺流程与克拉 2 气田已建阀室工艺流程保持一致。阀室设置如表 3.2-15 所示。

表 3.2-15 采气支线阀室一览表

序号	阀室名称	备注
1	克拉 2-H17 支线阀室	用于克拉 2-H17 井接入克拉 2-11 采气管道
2	克拉 2-H18 支线阀室	用于克拉 2-H18 井接入克拉 2-4 采气管道
3	克拉 2-H19 支线阀室	用于克拉 2-H19 井接入克拉 2-5 采气管道

序号	阀室名称	备注
4	克拉 2-H20 支线阀室	用于克拉 2-H20 井接入克拉 2-7 采气管道
5	克拉 2-H21 支线阀室	用于克拉 2-H21 井接入克拉 205 采气管道

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。

支线阀室主要工程量见表 3.2-16。

表 3.2-16 支线阀室主要工程量表

序号	明细	规格	数量	备注
克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H20、克拉 2-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	

②新建输水阀室 3 座，设计内容为阀室、管墩。

输水阀室主要工程量见表 3.2-17。

表 3.2-17 输水阀室主要工程量表

序号	明细	规格	数量	备注
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	
克拉 2-10 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	
克拉 2-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**

克拉 2 气田在生产过程中存在的问题及提出改造措施见表 3.2-18 和表 3.2-19 所示。

**表 3.2-18 地面集输系统存在问题分析及建议改造措施**

序号	问题描述	建议改造措施
1	随着克拉 2 气田东、西集气干线输水量上升，集气干线清管液量进入集气装置，装置的 6 台气液分离器由于排液管径较小，排液不及时，导致气液分离器和下游的液液分离器满罐、压力陡升、安全阀起跳等安全生产问题。	改造站内已建的分离装置排液系统，并新建 2 套液液分离器，加大分离装置的排液能力和液相接收能力
2	克拉 2 气田部分单井建设于 2004 年，未设置计量预留阀组。随着开发阶段的深入，见水井逐步增加，在每次进行气水计量时都要关井、泄压，造成大量天然气放空浪费，对环境带来一定的污染。且计量时需对超压放空入口管线以及支线放空高压端管线进行拆除，造成管线设备损伤，为管线刺漏、火灾爆炸埋下了隐患。同时，操作风险较大，影响单井产量，损害单井井筒完整性。为便于连接和拆除核水流程，避免频繁开关井，保障单井井筒完整性，确保操作安全，需对克拉 2-12、克拉 2-1、克拉 2-2、克拉 2-4、克拉 2-7、克拉 2-8、克拉 2-11、克深 2-1-11 等 8 口单井单井地面计量核水流程进行改造	将 8 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，将支线放空节流阀和闸阀之间短接改为三通加预留阀，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
3	目前克拉 2 气田有 18 座站场所用超压放空安全阀均为安德森（进口）先导式安全阀（9 个）或弹簧式安全阀（12 个），均为 2004 年生产，已使用超 17 年，目前厂家已不生产，无上述品牌的备品备件。近年来安全阀故障率持续升高，运行状态差，部分安全阀专业维护人员需要维修五六次才能维修好，当安全阀出现故障无法维修时需等待阀门新购，严重影响单井正常开井生产，为确保安全阀损坏后可及时更换，以及节约进口安全阀更换费用，同时为长远安全生产以及保供考虑，需要将目前克拉区块 18 座站场所用进口品牌的超压放空安全阀（损坏或存在严重缺陷后）更换为国产品牌安全阀推行设备国产化以满足现场生产需求，国产安全阀费用 3 万元/个，进口安全阀费用 10.2 万元（仅维修包就需要 3 万元），目前疫情形式下，无法采购进口维修包等物资，严重制约单井生产时率。	将 18 座站场的超压安全阀更换为国产安全阀，便于后期故障时维修及更换
4	目前集输系统部分工艺阀门在生产过程中发生内漏，给生产带来一定的安全隐患。主要为单井出站阀门及阀室内与集输干线连接的截断阀门。1) 在单井发生险情需应急处置时，阀门内漏会影响正常的应急处置，导致险情升级或扩大。2) 在单	为保证设备设施抢维修过程中，能实现有效的能量隔离，降低安全隐患，对 15 套关键处的内漏阀门进行更换

序号	问题描述	建议改造措施
	井需作业时，阀门内漏会对作业人员造成能量意外释放的风险，大大提高了单井作业的风险程度。3) 在保证作业安全的前提下，需关闭集输干线所有单井才能满足作业需求，对产量影响较大，克拉单井高产量的特殊原因，无法采用其他单井提高产量的方式进行补充产量，严重制约生产任务。	
5	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。	将克拉区块 19 座火炬点火器的裸导线更换为电力电缆。型号为：ZA-YJV <sup>22</sup> -0.6/1kV5×16mm <sup>2</sup> ，消除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，保证现场放空安全

表 3.2-19 克拉 2 中央处理厂存在问题及建议改造措施

序号	问题描述	建议措施
1	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。
2	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 14 套 BDV 阀和 12 套 J-T 阀后增加手动球阀各 1 套。
3	克拉 2 中央处理厂消防系统运行时间超过 15 年，老化严重。克拉 2 中央处理站部分消防管线采用双面衬塑管，并使用法兰连接。消防管线法兰连接部位及管线本体均发生过刺漏。目前一站消防稳压泵约 70 秒启停 1 次，不能满足《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974-2014）13.1.5.3 稳压泵在正常工作时每小时的启停次数应符合设计要求，且不应大于 15 次/h 的要求。稳压泵启停频繁说明消防系统目前仍存在泄漏点，近三年消防系统共发生过 3 次较大刺漏（消防水已渗漏出地面）。在排查泄漏点的过程中发现，消防系统 14 个界区阀门、泡沫罐进口阀及反冲洗阀均存在阀门内漏问题，消防漏点无法通过切换界区阀门来判断漏点位置。同时通过历年冬季试运消防系统时发现，在冬季室外环境较低的情况下，由于部分管线埋深不足 1.2m，会造成消防管线冻堵。	更换消防系统界区阀门 PN1.6MPa DN200（碳钢闸阀）14 个，更换泡沫系统内漏阀门 PN1.6MPa DN150（碳钢球阀）1 个，更换渗漏的消防管线 PN1.6MPa DN200（20#无缝钢管）200m，PN1.6MPa DN150（20#无缝钢管）100m
4	克拉 2 中央处理站（存储一站视频 79 路，存储采气井口视频 63 路）视频监控兼具反恐维稳的功能，但其存储时间不满足	增加存储服务器和硬盘，整体优化视频接入

	反恐维稳要求（反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储存时间。	服务器，整体增加每路视频的储存时间。保证视频监控储存时间同时达到反恐维稳要求。
5	目前克深 13 区块原料气通过大北试采干线接入克拉 2 中央处理站进行处理。大北试采干线接入克拉 2 中央处理站时未设置计量设施，其进站气量依靠单井计量叠加计算，计算工程量较大且不准确。	在大北试采干线进站管线上增加 1 台高级阀室孔板计量装置对大北试采干线来气进行总计量。
6	克拉 2 中央处理站共有各类容器 177 台套（其中压力容器 151 台套、油专容器 26 台套），自 2004 年投入使用已 17 年。克拉 2 第二处理站共有各类容器 66 台套（其中压力容器 62 台套、油专容器 4 台套），自 2006 年投入使用已 15 年。两站的容器使用时间接近设计使用寿命（容规要求未注明设计使用寿命的按照 20 年计算）。为了提高容器的抗腐蚀性能，处理站建设时有 70 台容器的材质选用了双金属复合板，由于当时复合板容器设计、制造工艺不成熟，对碳钢和 2205 不锈钢的热处理差异认识不足，导致复合板容器在使用过程中发现许多点蚀和埋藏缺陷。随着油田开采的不断进行，油气介质含水逐年增加，腐蚀条件将越来越苛刻，加之容器服役时间的不断增加，出现问题的概率将越来越大。考虑到克拉 2 气田对西气东输气源保供的重要性，建议尽快完成高风险复合板压力容器的合于使用评价，及时（两年内）有计划的对这批复合板压力容器进行更换，确保克拉 2 中央处理厂本质安全。	整体更换 11 台压力容器包括克拉 2 处理站的 2 套汇管，9 台气液分离器

### 3.2.3.4 管网布置

#### (1) 集输管线内容

本工程新建采气井的采气管道 5 条，气举排水井的补气管道共 3 条。

表 3.2-20 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

线路主要工程量见表 3.2-21 所示。



表 3.2-21 线路主要工程量表

序号	项目			单位	数量	备注
一	采气支线					
1	线路用管	Ø168.3×6	22Cr	m	2670	5条单井采气支线
2	热煨弯管	Ø168.3×6	22Cr	个	51	R=5D 30°
3	施工作业带临时征地			m <sup>2</sup>	37380	施工作业带 14m
4	扫线土、石方量	土方		m <sup>3</sup>	5400	
		石方		m <sup>3</sup>	12600	
5	管沟土石方开挖回填	土方		m <sup>3</sup>	2980	
		石方		m <sup>3</sup>	6940	
		细土回填		m <sup>3</sup>	5140	
6	水工保护	管道保护		m <sup>3</sup>	260	
7	焊口			口	310	
8	无损检测	100%超声波探伤		口	310	采气管线
		100%射线探伤		口	310	采气管线
9	清管+吹扫			次	2	单条管线
10	氮气置换			m	2570	
11	管道试压	强度试压		次	1	每条管道各一次
		严密性试压		次	1	每条管道各一次
12	管道标识	线路转角桩		个	20	
		线路警示牌		个	10	
		线路警示带		m	2570	
13	公路穿越			次	5	大开挖
二	气举排水井气举补气管道					
1	线路用管	Ø 60.3×6	L245N	m	5200	补气管线
2	热煨弯管	Ø60.3×7	L245N	个	100	R=5D 30°
3	施工作业带临时征地			m <sup>2</sup>	72800	施工作业带 14m
4	扫线土 石方量	土方		m <sup>3</sup>	10516	
		石方		m <sup>3</sup>	24540	
5	管沟土石方开挖 回填	土方		m <sup>3</sup>	5810	
		石方		m <sup>3</sup>	13520	
		细土回填		m <sup>3</sup>	10440	
6	浆砌石水工保护			m <sup>3</sup>	530	
7	焊口			口	630	
8	无损检测	100%超声波探伤		口	630	补气管线
		100%射线探伤		口	630	补气管线
9	清管+吹扫			次	2	单条管线
10	氮气置换			m	5200	
11	管道试压	强度试压		次	1	每条管道各一次
		严密性试压		次	1	每条管道各一次
12	管道标识	线路转角桩		个	40	
		线路警示牌		个	20	
		线路警示带		m	5200	
13	公路穿越			次	3	大开挖

## (2) 气田水转输管线内容

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 km	管径	压力 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
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 接点	克拉 2-10 井 T 接点	0.6	DN100	2.5
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

排水井气田水转输管道线路主要工程量见表 3.2-23 所示。

表 3.2-23 气田水转输管道线路工程量表

序号	项目	单位	数量	备注	
一	气田水转输管线和气举管线				
1	线路用管	PN2.5MPa DN125	m	7.6	气田水转输管线
2	线路用管	PN2.5MPa DN100	m	0.6	气田水转输管线
3	线路用管	PN2.5MPa DN80	m	6.5	气田水转输管线
4	线路用管	PN2.5MPa DN50	m	1.8	气田水转输管线
5	施工作业带临时征地		m <sup>2</sup>	231000	施工作业带 14m
6	扫线土石方量	土方	m <sup>3</sup>	49912	
		石方	m <sup>3</sup>	116470	
7	管沟土石方开挖、回填	土方	m <sup>3</sup>	19800	
		石方	m <sup>3</sup>	46200	
		细土回填	m <sup>3</sup>	47750	
8	浆砌石水工保护		m <sup>3</sup>	2390	
9	管道标识	线路转角桩	个	150	
		线路警示牌	个	60	
		线路警示带	m	16500	
10	公路穿越		次	14	大开挖

克拉 2 气田集输管网布置图见图 3.2-11。

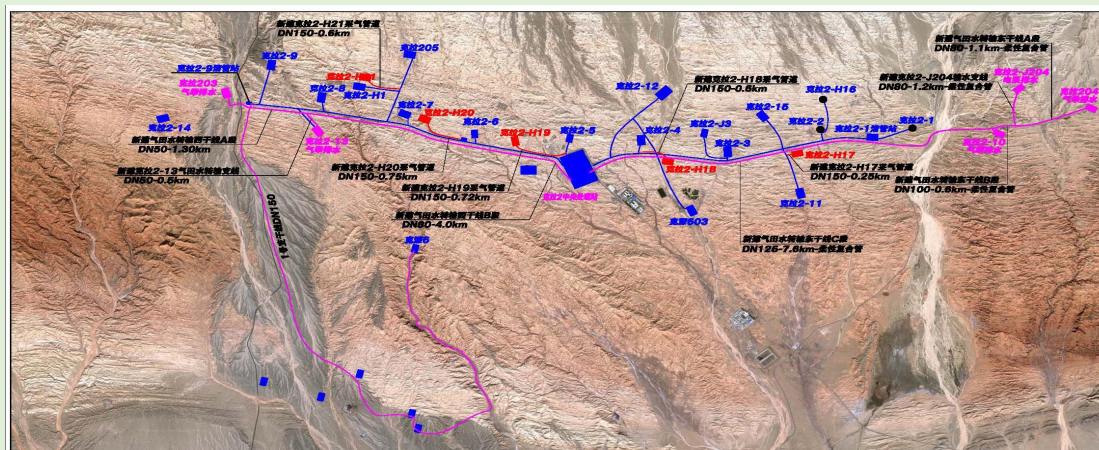


图 3.2-11 克拉2气田集输管网布置图

(3) 气田采出水回注管线内容

本工程回注管道类型及长度统计见表 3.2-24。

表 3.2-24 回注管道介绍

序号	管道名称	距离	备注
1	供水总线 DN250 8MPa (克拉2中央处理厂至第一分水点 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 DN250 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	克拉 3-1W 单井管道 DN100 5.5MPa	5km	2.5km 玻璃钢管、2.5km 双面衬塑管。

处理后采出水回注井管网示意图 3.2-12。

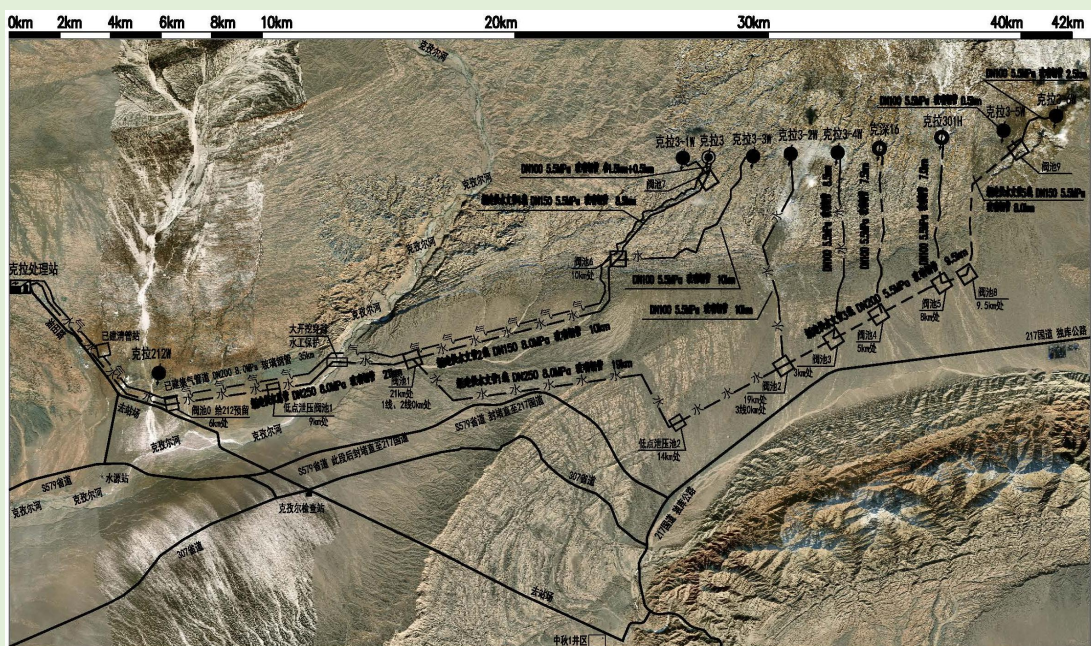


图 3.2-12 采出水回注管线示意图

### 1) 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 10m。当小于 10m 时，新建管道在距离小于 10m 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 10m 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 10m 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 10m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。

## 2) 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 $>1\text{m}$ ，套管长度超出渠坡脚边界 2m，本工程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 $>0.5\text{m}$ ，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。本工程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。

## 3) 防洪及水工保护

本工程线路管道，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 $\geq 2.0\text{m}$ ，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。

#### 4) 线路构筑物

线路标志包括线路标志桩、转角桩、里程桩和稳管支墩。

①各线路地段每 500m 设一个标志桩。凡与地下构筑物交叉、弯头、弯管处，穿越公路、支流的两侧等均设置标志桩，沿线相邻两标志桩保证相互通视；

②每公里处设置里程桩 1 个；

③线路每处水平转角设转角桩一个，转角桩 100m 范围内如有标志桩，标志桩可取消不设，如有里程桩，里程桩不可取消，必须设置；

④玻璃钢管沿线敷设弯头处，需用 0.8m 边长立方的 C30 混凝土支墩固定，稳管保护；

⑤本项目供水管道向各井分流处分别建设供水阀井 1 座，供水支线处设计截断阀。其中阀池 1——第一分水点处的阀池，内部安装安全阀紧急泄流，阀池内设污水收集池。同时阀池内设置隔断阀，便于管道分段检修，支线 DN50 阀门可用于气阻放气缓解调整。

#### 3.2.3.5 气田水处理系统

根据克深、克拉区块预测水量指标，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7175.36m<sup>3</sup>/d。其中克深区块采出水最大预测产水量为4460.78m<sup>3</sup>/d，克拉区块采出水最大预测产水量为2714.58m<sup>3</sup>/d。

依据勘探开发研究院天然气所《克深-克拉区带气田水回注研究》研究结论，克深、克拉区块回注区域优选位于克拉区块克拉3圈闭。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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/d）未能处理的采出水（剩余水量3960.78m<sup>3</sup>/d）转输至克拉2中央处理站与克拉区块采出水在克拉2中央处理站进行集中处理。

克深、克拉区块采出水处理和回注系统总体布局示意图见图3.2-13。

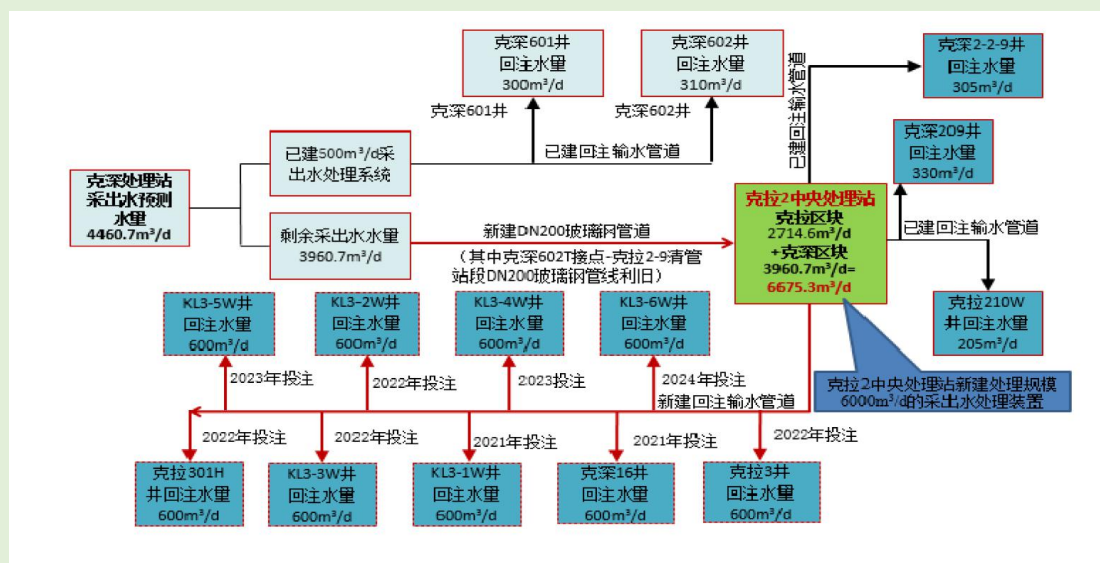


图 3.2-13 克深、克拉区块采出水处理和回注系统总体布局示意图

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，现场区域位置图见图3.2-14。



图 3.2-14 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  $3960.77\text{m}^3/\text{d}$ 。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。

克拉 2 中央处理站扩建设计规模  $6000\text{m}^3/\text{d}$  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 3.2-25 考虑。

表 3.2-25 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

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《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》，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 3.2-26。



表 3.2-26 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	≤30.0
2	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤5.0
3	含油量, mg/L	≤50.0
4	平均腐蚀率, mm/a	≤0.076
5	SRB (个/ML)	≤25

采出水处理系统主要设备选型如下:

#### 1) 药剂反应装置

处理水量  $Q=150\text{m}^3/\text{h}$ , 数量: 2 套, 材质:316L 不锈钢。包括: 静态管道混合器 5 台, 材质: 316L 不锈钢; 旋流混合反应器 3 台, 材质:316L 不锈钢; 破乳反应罐, 2 座, 有效容积: $26\text{m}^3$ , 材质:Q345R, 外形尺寸:  $\phi 2.6\text{m}\times 5.28\text{m}$ 。

#### 2) 高效油水泥分离器

进水含油:  $\leq 1200\text{mg/L}$ ; 进水悬浮固体: $\leq 1400\text{mg/L}$ ; 出水含油: $\leq 200\text{mg/L}$ ; 出水悬浮固体: $\leq 400\text{mg/L}$ , 处理水量  $Q=150\text{m}^3/\text{h}$ ; 设备数量: 2 套 (并联运行); 单橇尺寸:  $\phi 3\text{m}\times 15\text{m}$ ; 罐体材质:Q345R; 内件材质 316L 不锈钢; 内部构件和工艺连接管线材质:316L 不锈钢, 控制方式:PLC 全自动控制。

#### 3) 喷射气浮装置

进水含油:  $\leq 200\text{mg/L}$ ; 进水悬浮固体: $\leq 400\text{mg/L}$ ; 出水含油: $\leq 50\text{mg/L}$ ; 出水悬浮固体: $\leq 100\text{mg/L}$ ; 处理水量  $Q=150\text{m}^3/\text{h}$ ; 设备数量: 2 套 (并联运行); 单橇尺寸:  $\phi 3\text{m}\times 15\text{m}$ ; 罐体材质:Q345R; 内件材质 316L 不锈钢; 内部构件和工艺连接管线材质:316L 不锈钢, 控制方式: PLC 全自动控制。

#### 4) 组合吸附过滤装置

进水含油:  $\leq 50\text{mg/L}$ ; 进水悬浮固体:  $\leq 100\text{mg/L}$ ; 出水含油:  $\leq 30\text{mg/L}$ ; 出水悬浮固体:  $\leq 15\text{mg/L}$ ; 数量: 1 套; 处理水量  $Q=270\text{m}^3/\text{h}$ ; 其中包括: 核桃壳过滤器, 处理水量  $Q=150\text{m}^3/\text{h}$ , 3 套; 罐体尺寸:  $\Phi 3.4\times 3.70\text{m}$ ; 双滤料过滤器, 处理水量  $Q=70\text{m}^3/\text{h}$ , 4 套; 罐体尺寸:  $\Phi 3.4\times 3.70\text{m}$ ; 罐体材质:Q345R; 内件材质 316L 不锈钢; 内部构件和工艺连接管线材质:316L 不锈钢, 控制方式: PLC 全自动控制。

#### 5) 组合式加药装置

采出水处理系统投加药剂为: pH 调节剂、破乳剂、PAC、APAM、杀菌剂、阻垢剂、缓蚀剂; 设置 1 套组合式加药装置橇, 每套设置 2 台计量泵。设

备数量：1套，计量泵流量：315~800L/h，计量泵泵头材质:PVC；计量泵隔膜材质：PTFE。

6) 气体脱汞装置

设计处理量：3000m<sup>3</sup>/h；排入大气（总汞≤0.012mg/m<sup>3</sup>）罐体材质：Q345R；内件材质 316L 不锈钢；内部构件和工艺连接管线材质：316L 不锈钢，控制方式：PLC 全自动控制。

克深、克拉采出水处理系统合建方案主要工作量见表 3.2-27。

表 3.2-27 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
<b>克拉2中央处理站采出水处理系统</b>			
1	药剂混合反应橇	处理水量：150m <sup>3</sup> /h	2套
2	高效油水泥分离器	处理水量：150m <sup>3</sup> /h	2套
3	喷射气浮装置	处理水量：150m <sup>3</sup> /h	2套
4	核桃壳过滤装置	处理水量：150m <sup>3</sup> /h	3套
5	双滤料过滤装置	处理水量:80m <sup>3</sup> /h；并利旧2台双滤料过滤器，单台处理水量：35m <sup>3</sup> /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 m <sup>3</sup>	2座
8	缓冲水罐	容积：200m <sup>3</sup> ，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：500m <sup>3</sup> ，利旧已有气田水罐	2座
10	一级变频增压泵	流量:160m <sup>3</sup> /h，扬程: 28m	3台
11	二级变频增压泵	流量:160m <sup>3</sup> /h，扬程: 28m	3台
12	反冲洗水泵	流量:220m <sup>3</sup> /h，扬程: 26m	3台
13	卧式收油罐	有效容积：102m <sup>3</sup>	1座
14	卧式零位罐	有效容积：102m <sup>3</sup>	1座
15	污泥回收罐	有效容积：102m <sup>3</sup>	2座
16	零位提升泵	流量:100m <sup>3</sup> /h，扬程:30m	2台
17	恒压清洗设备	流量:10m <sup>3</sup> /h，扬程:50m	1套
18	污油提升泵	流量:50m <sup>3</sup> /h，扬程:30m	2台
19	污泥提升泵	流量:40m <sup>3</sup> /h，扬程:30m	2台
20	气体脱汞装置	处理量：3000m <sup>3</sup> /h	2套

### 3.2.4 原辅材料

(1) 钻井期原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等，消耗的能源主要为柴油。

钻井工程原辅材料中的水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，作为能源的柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。

本工程部署新钻井 10 口，钻井工程原材料消耗见表 3.2-28。

表 3.2-28 10 口钻井工程原材料共计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途	
钻井工程	1	柴油（最大可能用量）	t	7128	轻质石油产品，是复杂的烃类混合物，易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂，是组分复杂的混合物	柴油发电机燃料、配制油基泥浆
	2	水	m <sup>3</sup>	12720	—	配制泥浆
	3	水泥+硅粉	t	16660	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
	4	基础材料（膨润土）	t	1050	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
	5	基础材料（Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ）	t	40	烧碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
	6	烧碱/NaOH	t	200	纯碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
	7	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	110	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
	8	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	20	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
	9	中分子聚合物/LP++ 等	t	50	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
	10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	50	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
	11	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	320	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
	12	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	950	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
	13	磺化褐煤树脂/SPNH	t	720	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
	14	加重剂/重晶石粉	t	7190	主要成分 BaSO <sub>4</sub> ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm <sup>3</sup>	钻井液加重剂
	15	加重剂/石灰石粉	t	3490	主要成分 CaCO <sub>3</sub> ，可溶于含 CO <sub>2</sub> 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂

16	防塌剂(胶体)/SY-A01等	t	370	黑色胶状物、均匀分散, 无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	970	磺化沥青, 粉状, 可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散, 吸附在页岩微缝上阻止水渗入, 改善井壁泥饼润滑性, 抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1等	t	820	仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	1070	无色立方晶体或白色结晶, 可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力, 抑制盐岩井段盐溶, 钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	410	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂, 调节泥浆pH值
21	固体润滑剂/SHR-102等	t	60	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2等	t	190	灰白色粉末, 随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵动能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害。	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	80	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 无荧光干扰, 不影响地质录井	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂

## (2) 营运期原辅材料

气田水处理系统须投加破乳剂、杀菌剂、pH调节剂、PAC、APAM等药剂。

表 3.2-29 药剂投加一览表

使用系统	药剂名称	加药量 mg/L	加药方式
采出水处理系统	pH调节剂	400.00	连续式投加
	破乳剂	250.00	连续式投加
	PAC	300.00	连续式投加
	APAM	3.00	连续式投加
	捕捉剂	20.00	预留
	杀菌剂	80.00	连续式投加
	缓蚀剂	50.00	连续式投加
	阻垢剂	100.00	连续式投加

## 3.2.5 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。

### 3.2.5.1 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。

### 3.2.5.2 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。

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，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<sup>3</sup>/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。

### 3.2.5.3 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场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。

### 3.2.5.4 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。

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。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。

### 3.2.5.5 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 18km；均按四级道路单车道标准建设。

道路等级：四级；

汽车荷载等级：公路-II级；

道路极限转弯半径：15m；

道路极限纵坡：10%；

道路行车道宽度：4m

道路土路肩宽度：0.25m

#### ①路基

##### 1.路基横断面布置

一般路段路基宽度为 4.5m，路基横断面布置为:0.25m（土路肩）+4m（行车道）+0.25m（土路肩）。

##### 2.路拱横坡

全线行车道采用 2%的双向路拱横坡；路肩横坡为 3%。

##### 3.圆曲线超高、加宽

本工程超高、加宽均按《公路路线设计规范》（JTGD20-2017）设置。设计标高指路基中心线处路面顶面标高。按照规范要求对于半径小于 350m 的弯道

进行超高，超高绕中轴旋转，最大超高以 8%为控制。圆曲线的超高渐变在前后缓和曲线上完成。当圆曲线半径小于或等于 250m 时，应在弯道内侧加宽，加宽值采用第 1 类加宽值的一半。圆曲线的加宽渐变在前后缓和曲线上完成。

#### 4.边坡坡率

挖方边坡:根据工程地质情况采用动态设计，挖方高度小于 8m 时，按 1: 1 放坡；大于 8m 时，先按 1: 1 放坡，再按 1: 1.5 放坡至坡底，且在坡度变化处均设有 1.0m 宽的平台。

填方边坡：填土高度小于 8m 时，按 1: 1.5 放坡；大于 8m 时，先按 1: 1.5 放坡 8m 高，再按 1: 1.75 放坡，且在坡度变化处均设有 1.0m 宽的平台。

#### ②路面

##### 1.一般路段路面

采气井和排水井道路采用砂石路面，路面结构自上而下为：10cm 级配碎石+18cm 天然砂砾。

##### 2.特殊路段路面

特殊路段根据排水需要设置过水路面，过水路面采用水泥混凝土路面，路面结构自上而下为：20cm 厚水泥混凝土+20cm 厚级配碎石+10cm 厚天然砂砾。

#### ③水工保护

根据现场实际情况，在洪水冲刷地段设置护面墙和导流坝等防洪设施。

#### ④桥涵设置

桥涵布设综合考虑项目所在地区的现有路网、水系、环境因素，充分发挥桥涵的综合效益和整体功能。

丘陵区应尽量保持天然水系和水流天然状态，一般逢沟设桥涵，避免改沟合并；山前漫流地区，根据天然水系、地形条件，采取分散与小集中相结合的原则布置桥涵，并适当结合导流堤。丘陵区考虑到洪水中夹杂泥石较多，优先采用盖板涵，孔径为 2m、4.0m。在路基高度满足桥涵结构高度的情况下，尽量采用暗涵。

### 3.2.5.6 防腐与保温

#### (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 $\text{Ø}168.3$ 、 $\text{Ø}60.3$ 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 $\leq 20^{\circ}\text{C}$ ，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理地管道防腐层，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 $\geq 0.8\text{mm}$ 。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 $-35^{\circ}\text{C} \leq T \leq 100^{\circ}\text{C}$ 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 $-35^{\circ}\text{C} < T \leq 200^{\circ}\text{C}$ 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 3.2-30。

表 3.2-30 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 <sup>-</sup> : 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-钢系合金牺牲阳极》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-钢系合金牺牲阳极》的要求。

表 3.2-31 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	PN2.5MPaDN1000×5000 气液分离器	4 块/台（22kg/块）	0.9A	共 4 台

#### ⑥厂、站、阀室内管道及设备保温

根据 GB 50264-2013《工业设备及管道绝热工程设计规范》的要求，地面保温管道及设备的防腐保温结构采用：防腐层+保温层+保护层的结构。

### 3.2.5.7 消防

按照规范规定，对井场、阀室等可能发生火灾的各类场所，根据其火灾危险性、区域大小等实际情况，分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备，以便及时扑救初期零星火灾。

本工程对部分已建井场进行改造，改造部分原来已配有移动式灭火器材，且能满足改造后的消防要求，不新增移动式灭火器材。

站场灭火器应设置在位置明显和便于取用的地点，由专人管理，定期检查和检验，且不得影响安全疏散。

克拉 2 中央处理厂改造部分设置消防给水系统，依托站内已建完善的消防给水系统。

各站消防部分工程量见表 3.2-32。

表 3.2-32 消防部分主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	采气井场（共 5 座），以下为单座常规井场站工程量			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	16	
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC20	具	6	
4	灭火器箱置地式 XMDDD42 L×B×H=（0.52×0.32×0.9）m	个	9	

5	消防器材间 L×B×H= (1.5×0.9×2.1) m	座	2	
二	排水井场 (共 5 座), 以下为单座注水井场站工程量			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	16	
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC20	具	6	
4	灭火器箱置地式 XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	9	
5	消防器材间 L×B×H= (1.5×0.9×2.1) m	座	2	
三	阀室 (共 8 座), 以下为单座阀室工程量			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	
2	灭火器箱置地式 XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	1	

### 3.2.6 依托工程

#### 3.2.6.1 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  $3000 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$  ( $99 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ), 设置 6 套脱水脱烃装置, 单套装置的处理量为  $500 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ , 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  $11240 \text{kg}/\text{h}$ , 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  $-30^\circ\text{C}$  升高到  $50^\circ\text{C}$ ) 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  $0^\circ\text{C}$ , 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： $\leq 28000\text{ng}/\text{m}^3$ 。

### ② 生产废水处理

目前克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为  $500\text{m}^3/\text{d}$ ，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，以去除废水中的油污及悬浮物。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  $300\text{m}^3/\text{d}$ ，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  $3000 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量约为  $1786 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，仍有  $1214 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$  的富裕量，能满足本工程所产天然气（ $600 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ）的接入及处理需求。

待本工程克拉 2 中央处理站扩建设计规模  $6000\text{m}^3/\text{d}$  的采出水处理装置后，能够满足整体采出水的处理需求。

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  $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约为  $190\text{m}^3/\text{d}$ ，尚有较大富裕量，能够满足本工程施工期生活污水（ $25.5\text{m}^3$ ）的处理需求。

#### 3.2.6.2 克深地区天然固废填埋场

本项目施工期产生的建筑垃圾拉运至克深地区天然固废填埋场填埋处置。

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  $41^\circ 55' 23.8''$ ，东经  $82^\circ 27' 12.5''$ 。《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 月取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2012]361 号，详见附件 11），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 12）。

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 m<sup>3</sup>。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 260000m<sup>3</sup>，可接纳本工程施工期产生的一般工业固体废物。

### 3.2.6.3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 81°31'47.33"，北纬 41°42'33.37"，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。

克拉苏钻试修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<sup>3</sup>/d，钻试修废水处理规模 300m<sup>3</sup>/d。占地面积约 99725m<sup>2</sup>，站址由西向东依次为 15000m<sup>3</sup>聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m<sup>3</sup>危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

#### (1) 磺化泥浆废弃物处理工艺

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

#### (2) 水处理工艺

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

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

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

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

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

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

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

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

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 300m<sup>3</sup>/d (109500m<sup>3</sup>/a)，剩余处理规模为 119.6m<sup>3</sup>/d (43654m<sup>3</sup>/a)，本项目井下作业过

程废压裂液产生量为 527.96m<sup>3</sup>/a，废酸化液产生量为 164.6m<sup>3</sup>/a，废洗井液产生量为 50.58t/a，满足克拉苏气田范围内钻试修废液的处理。因此本项目井下作业固废可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

### (3) 环保手续履行情况

《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号) (见附件 8)，并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号) (见附件 9)。

#### 3.2.6.4 油基废钻完井液资源综合回收利用站

油基废钻完井液资源综合回收利用站(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<sup>3</sup>，最大可回收钻井油基泥浆 5300m<sup>3</sup>。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)。

油基废钻完井液资源综合回收利用站采用具专利技术 LRET 的处理工艺和装备技术。设计生产能力：20000 m<sup>3</sup>/a (50000t)，最大可回收钻井油基泥浆 5300m<sup>3</sup>。站场占地面积 5664m<sup>2</sup>，厂区西北角建有生活办公营房系统，包括办公室、食堂、职工宿舍等，东北侧建有占地 360m<sup>2</sup>的油基废钻完井液储存池，紧邻安装除渣设备、油基泥浆资源回收成套设备、LRET 系统成套设备。

LRET 工艺成套装置效果图如下：



图 3.2-15 LRET 工艺成套装置效果图

LRET 生产工艺流程介绍

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

②抓斗机将废油基泥浆及固体物抓入除渣系统，将大颗粒岩屑去除；

③除渣后的油基泥浆进入离心分离机进行分离，将中小颗粒分离出来；

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

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

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

目前巴州新瑞石油科技有限公司 2017 年开始实施“油基废钻完井液及废矿物油资源综合回收利用撬装化装置二期项目”，设有 5 个厂址（1.阿克苏地区拜城县克孜尔乡、克深气田 207 井西侧；2.喀什地区叶城县柯克亚气田天然气处理厂西侧；3.阿克苏地区沙雅县热普 101c 井东侧；4.巴州轮台县轮南镇、轮南油田；5.巴州轮台县、塔河油田沙 61 井北侧、塔河油田三角地西北约 2 公里），分布在阿克苏地区、喀什地区和巴州 3 个地州，合计占地约 84000 平方米。本项目建设内容包括新建一套撬装化 LRET 工艺处理装置、一套撬装化高温氧化深度处理装置（HTOT 装置，配套尾气净化系统、余热回收装置和 80 立



方米集成式撬装原油储罐)和一套撬装化含油污泥界面剥离深度处理资源回收工艺处理装置(ISOR装置),配套建设5处作业厂址(各厂址建设油基废钻完井液、含油废物暂存周转池及临时半封闭固体废物暂存场等),并按作业计划定期对装置进行搬迁,对各厂址服务区域收集的油基废钻完井液和含油固体废物(均为HW08类危险废物)进行无害化处理,回收油基泥浆、原油资源,设计处理能力为LRET工艺处理装置10万吨/年、HTOT装置12万吨/年、ISOR装置12万吨/年。预计回收油基泥浆0.96万吨/年,返回钻井使用;原油1.35万吨/年,返回塔里木油田公司。2016年6月以新环函〔2016〕775号文件对《巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液及废矿物油资源综合利用撬装化装置二期项目环境影响报告书》进行了批复。2017年9月,自治区环保厅以新环函〔2017〕1541号《关于对巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液及废矿物油资源综合利用撬装化装置二期项目第二厂址环评变更事项的复函》。

第一场址就是目前处理站位置,新增一套LRET工艺处理装置,新建2000m<sup>3</sup>油基废钻完井液暂存周转池1座;同时利用油田公司已建成的5个共20000m<sup>3</sup>储存池,办公生活设施利用现有;新建50m<sup>2</sup>半封闭固体废物暂存场。处理油基废钻完井液和含油污泥5万吨,处理能力和规模不变。

油基废钻完井液资源综合利用站处理能力为 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ (50000t),可以满足克拉苏区域每年30口钻井产生的油基废钻完井液,本项目10口井共产生油基泥浆2852.85m<sup>3</sup>,因此,油基废钻完井液资源综合利用站处理能力可以满足需求。

### 3.2.6.5 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<sup>2</sup>,设计处理能力10500m<sup>3</sup>/a,站内设间歇式三级混合洗涤装置一套,6000m<sup>3</sup>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]376 通过验收。

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

工艺流程如下：

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

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

工艺流程简图见图 3.2-16。

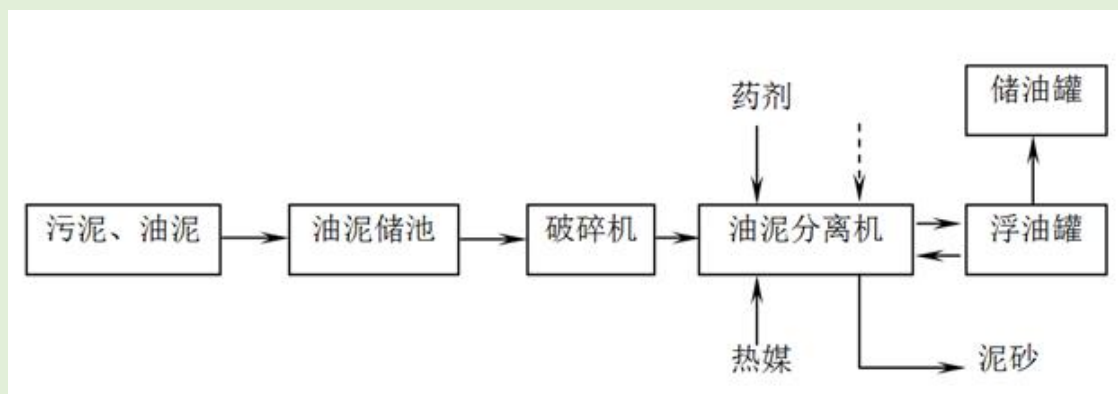


图 3.2-16 绿色环保站处理流程简图

绿色环保站现状满负荷运行，根据生产状况，2017年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站3万方含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥3万m<sup>3</sup>(4.5万t)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到4.05万m<sup>3</sup>(6.075万t)。2017年12月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于《塔里木油田绿色环保站3万含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019号）。

本项目含油污泥及清管废渣共产生1.385t/a，塔里木油田绿色环保站优先接纳本项目的含油污泥，可以满足需求。

### 3.2.6.6 克拉玛依拓源化工有限公司

克拉玛依拓源化工有限公司现有汞回收装置1套，处理规模为10000吨/年。其中采用焙烧工艺处理含汞废物3000吨/年、含硒废物1000吨/年，该工程于2015年9月办理了环评手续（《克拉玛依拓源化工有限公司10000t/a乙炔法生产聚氯乙烯催化剂工程汞回收装置原料变更项目环境影响报告书》），2015年10月通过兵团生态环境局审批（兵环审[2015]231号），2016年10月通过兵团生态环境局环境保护竣工验收（兵环验[2016]198号）；采用蒸馏工艺（配套冷凝收汞系统）处理废低汞触媒6000吨/年，该工程于2017年底开展环境影响评价工作（《克拉玛依拓源化工有限公司新增蒸馏炉技术改造项目环境影响报告书》），2018年1月通过兵团生态环境局审批（兵环审[2018]8号），2020年10月委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）承担该技改工程竣工环保验收工作，2020年12月通过竣工环保验收。

根据已批复的《克拉玛依拓源化工有限公司新增蒸馏炉技术改造项目环境影响报告书》，并结合现场踏勘，汞回收装置生产工艺流程如下：

#### （1）焙烧工序

蒸馏炉渣、含汞废物、含硒废物按一定比例（蒸馏炉渣:含汞废物:含硒废物=6:3:1）混合进入反应釜内，生石灰和氢氧化钠配制成一定浓度的碱液，以高温蒸汽加热的方式进行浸泡，产生的废液流入废液池。下一周期浸2h再加碱液，水不足时通过水泵由废液池打入浸泡池。然后放入中间槽存储，以使氯化汞完全转化为氧化汞，硒化汞部分转化为硒酸钙，脱水后送旋转烘干窑烘干，

脱去物料中 90%以上水份，烘干热源采用焙烧炉废热，减少焙烧阶段不必要的能源消耗。

经干燥后的物料投入沸腾焙烧炉内，由炉下部送入的空气鼓吹成沸腾状，废触媒中的活性炭燃烧提供的热量将炉温维持在  $700^{\circ}\text{C}\sim 800^{\circ}\text{C}$ ，在沸腾焙烧下废汞触媒中的氧化汞分解成汞蒸气，硒化汞进一步转化为硒酸钙，汞转化为蒸汽，同时硒酸钙高温下进一步分解为二氧化硒和氧化钙，二氧化硒升华为蒸气进入炉气中，含有汞蒸气和二氧化硒蒸气的炉气，经沸腾炉炉顶侧部尾气排放孔进入收尘系统（尾气中含有汞蒸气、二氧化硒蒸气、二氧化碳、惰性气体、挥发的金属氧化物和挥发的碳粉）。

焙烧炉开工燃料采用天然气或无烟煤，开工后连续运行，正常生产时焙烧炉燃

料为经焙烧后的活性炭。焙烧炉沸腾焙烧层内部不砌砖，用钢制水夹套围成，以降低沸腾层温度，使其保持在  $730\sim 800^{\circ}\text{C}$ 。在炉顶以上位置，设置汽水分离器，并与换热水夹套及换热水管连通，汽水分离器将焙烧炉水夹套换热产生的蒸汽与水分离，蒸汽送高温浸泡池加温，分离水经换热管回水夹套循环降温。

## （2）尾气处理工序

经  $700^{\circ}\text{C}\sim 800^{\circ}\text{C}$  高温，沸腾物料中的化合汞以汞蒸汽形式，硒以二氧化硒蒸气的形式脱出，连同燃烧后的烟气由引风机从炉顶部吸入两段旋涡收尘器，首先初步脱除混合气体中的烟尘，再进入高温电除尘系统，此工程中炉气温度降至  $300^{\circ}\text{C}$  左右，该温度下二氧化硒蒸气变为固体，通过收尘系统进入除尘灰中，形成粗二氧化硒灰渣，汞仍以蒸气的形式存在于烟气中，此过程中汞蒸汽在冷凝前最大限度地除去烟气中的烟尘和二氧化硒，以提高汞的回收率和活汞率，减少汞皂的生成。产生的汞皂返回焙烧炉处理回收金属汞。电除尘系统出来的汞蒸汽进入文氏管中经水冷凝，温度迅速降低，大部分汞蒸汽快速凝聚成雾状后部分沉积于文氏管设备底部，进入收汞槽，烟尘被循环水带走。文氏管出来的汞蒸汽依次进入旋涡收汞器、热交换器，进一步冷凝烟气中的汞蒸汽，最后再经洗涤塔冷凝收汞系统收集后，最大限度提高金属汞的回收率。

最后，尾气送硫化钠净化塔，用硫化钠溶液洗涤净化尾气，硫化钠与汞反应生成含硫化汞沉淀物，去除尾气中的汞；净化除汞后，尾气再经活性炭室过滤吸附处理后由一根 32m 高排气筒排放。

根据调查结果可知，含汞废物属于 HW29 类危险废物。克拉 2 区块含汞废物均交由克拉玛依拓源化工有限公司进行处置。含汞废物的收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，并于月底将转移数量报当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案，可以满足需求。

### 3.2.6.7 拜城县生活垃圾填埋场

本项目施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处，一期处理规模为 90t/d，二期处理规模为 200t/d。该填埋场建设工程于 2009 年取得环评批复，2010 年开工建设，2011 年 12 月竣工投入使用，可接收本项目施工期产生的生活垃圾。

### 3.2.6.8 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

油气田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采气、采出液集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

### 3.3.1 钻井主要生产工艺过程

#### 3.3.1.1 钻井

钻井是油气田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层气藏构造、采气的唯一手段。钻井因其目的不同而分为资料井、探井、评价井、生产井和注水井等。

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机、发电机。井场

配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（见图 3.3-1）。

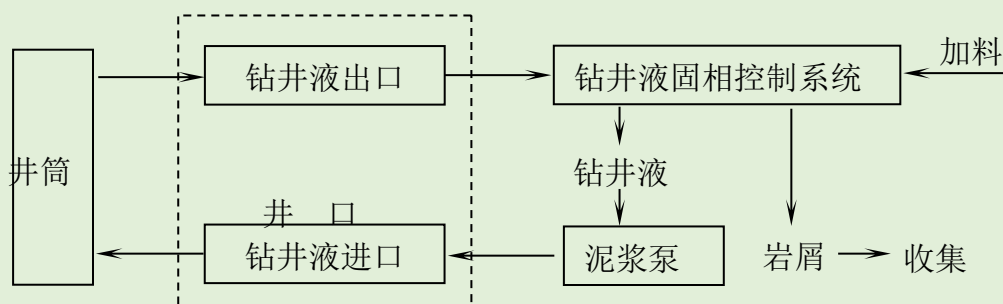


图 3.3-1 钻井液循环示意图

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

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

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

本项目部署钻 10 口井，其中水平采气井 5 口，平均单井进尺 4282m；直井回注井 5 口，平均单井进尺 4000m；总进尺 4.141 万 m。

### 3.3.1.2 测井

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

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

### 3.3.1.3 井下作业

井下作业是进行采气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原料气产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

### 3.3.2 地面工程建设

#### 3.3.2.1 管线工艺

管线施工工艺流程详见图 3.3-2。

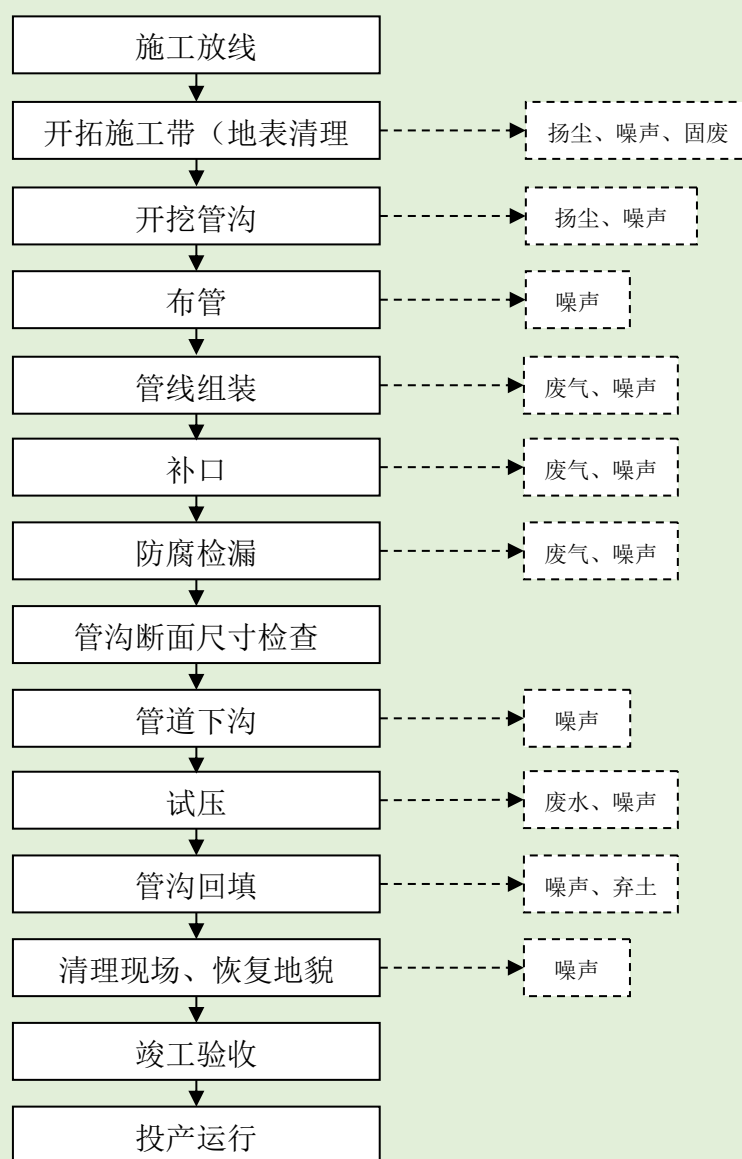


图 3.3-2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

### 管线施工工艺流程简介：

#### (1) 施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢距及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门商。

#### (2) 管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

管线施工作业带宽度为 14m，管线埋深为 1.2m。

#### (3) 管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；回注管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。

#### (4) 管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。



### (5) 吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

管线试压介质采用中性洁净水。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

### (6) 穿越工程

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 $>1\text{m}$ ，套管长度超出渠坡脚边界 2m，本工程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 $>0.5\text{m}$ ，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。本工程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。

### (7) 管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm。

### 3.3.2.2 采气集输工艺

本工程新增的 5 座水平采气井在稳产期内产水量在 2.72-4.13m<sup>3</sup>/d，产水量较少，同时结合克拉 2 气田已投运采气井的输送工艺及下游克拉 2 中央处理站已建的分离设施情况，本工程新增 5 口水平采气井均采用与原克拉 2 气田已投运生产气井一致的气液混输工艺。

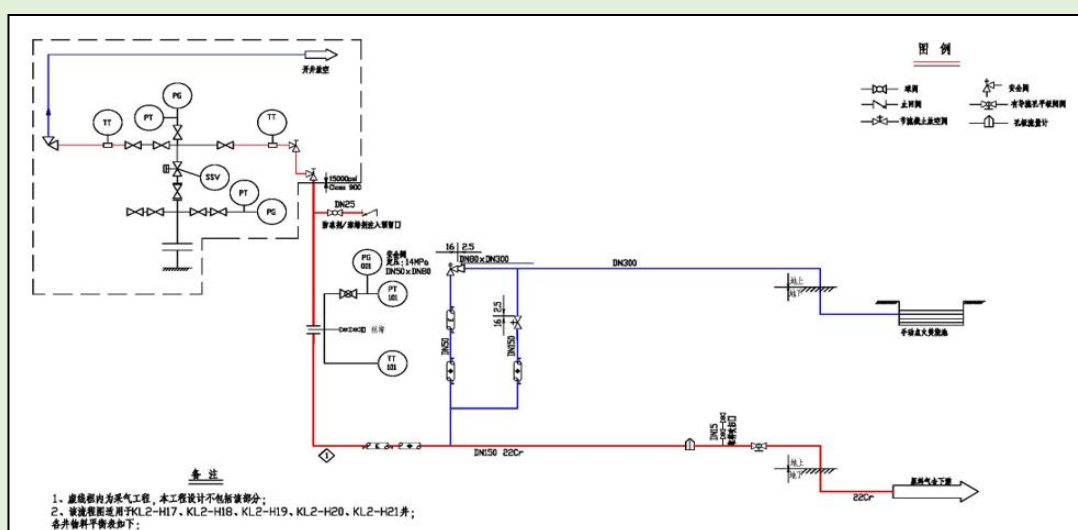


图 3.3-3 采气井场工艺原理流程图

工艺流程描述如下：

井口来气、液经节流后去采气管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采气树自带)。井口来气、液经油嘴后，进入节流撬后，通过采气管线输送到相应的阀室。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至阀室、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。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，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操作。

业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内。

### 3.3.2.3 排水井工艺

根据克拉 2 气田气藏开发调整方案结论，气田共设置 5 座排水井分别为克拉 2-10 井、克拉 2-13 井、克拉 203 井、克拉 204 井和克拉 2-J204 井。主要分布在克拉 2 气田东西两侧边部。其中克拉 2-10 井、克拉 2-13 井、克拉 203 井和克拉 204 井采用气举排水，克拉 2-J204 井采用电泵排水。

根据开发调整方案指标预测，克拉 2-J204 电泵排水井无天然气产出，克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203 和克拉 204 等 4 座气举排水井各有 2-7 万方/天的注入气排出。

排水井采用气水分输工艺时，需在各排水井场设置气液分离器。分离后的液相经新建的气田水转输管道输送至下游克拉 2 中央处理站气田水处理装置入口的调储沉降罐。分离后的气相推荐在井场就地增压作为气举井场循环气使用。

#### (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。

气举气源选择就地利用气举排水井排出气作为循环气举气源，由临近站场取高压湿原料气作为补充气源。

各气举排水井排出压力为 2MPa，排出气和采出水进入站内新建的 PN2.5MPa DN1000 的气液分离器进行分离，分离后的气田水管输至克拉 2 中央处理站，分离后的排出气由 2MPa 增压至 15MPa 后作为气举气循环使用。经计算，克拉 2-13 井和克拉 203 井排出气量为 7 万方/天，其压缩机组计算功率为 242kW。克拉 2-10 井和克拉 204 井排出气量为 6 万方/天，其压缩机组计算功率为 208kW。压缩机组功率统一选择为 250kW。

同时考虑排出气量不能满足注入气量的需求时，由临近站场取高压湿气作为气举排水井的补充气源及首次开井的启动气。由于补充气量无法确定，补气管道暂按 DN50 考虑，材质采用碳钢+缓蚀剂。气田东部 2 座气举排水井由克拉 2-9 清管站取气补充，克拉 203 可利用原已建的采气管道补气。气田西部 2 座气

举排水井由克拉 2-1 清管站取气补充。高压湿气分别输送至各气举排水井后，经调压进入站内设置的气液分离器，混合气举排水井的排出气经增压后注入井口。气举排水井工艺原理流程见图 3.3-4。

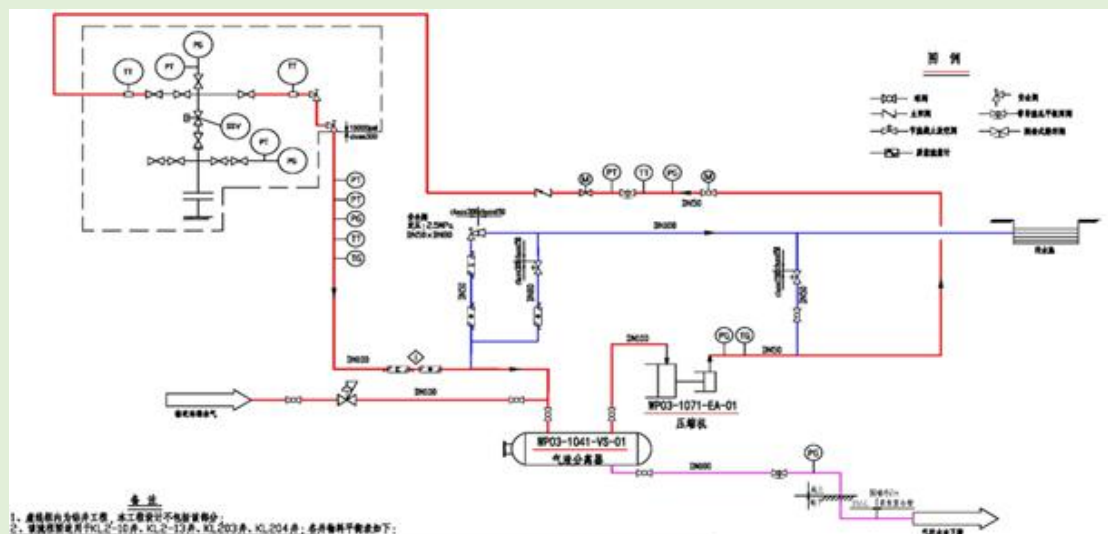


图 3.3-4 气举排水井工艺原理流程图

### (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。

电泵排水井工艺原理流程见图 3.3-5。

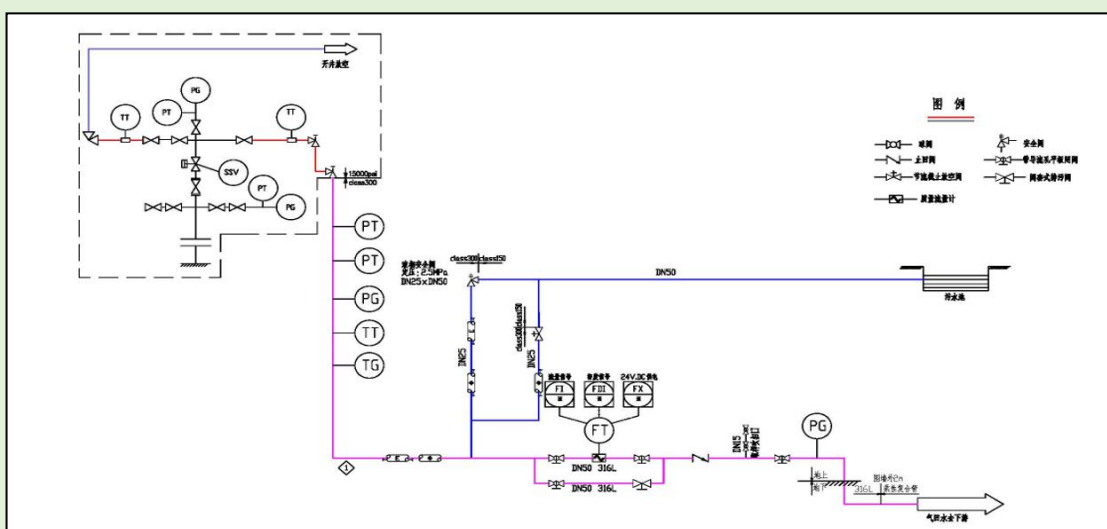


图 3.3-5 电泵排水井工艺原理流程图

### 3.3.2.4 克拉 2 中央处理站采出水处理系统扩建

克拉 2 中央处理站扩建设计处理规模 6000m<sup>3</sup>/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≤30mg/L，悬浮物粒径中值≤5μm，油含量≤50mg/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<sup>3</sup> 调储沉降，进行来水水量及水质调节，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<sup>3</sup> 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，分别投加 pH 调节剂、破乳剂进入破乳反应罐进行破乳反应，然后再投加 PAC、APAM 进行絮凝反应；预留备用加药口，根据水质情况及出水水质要求投加金属离子捕捉剂；药剂经充分反应后余压进入高效油水分离器，油、水、泥进行有效分离，污油排至卧式收油罐，污泥自底部泥斗定期自动排至污泥收集罐，采用高效油水分离器大大减少罐内清汞的安全风险，降低清罐工作量；分离后的采出水重力自流进入喷射气浮装置，投加杀菌剂及 APAM，利用喷射气浮装置的多级反应达到高效的分离效果，去除乳化类及油珠粒径较小的油及悬浮物，气浮排渣进入污泥收集罐。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<sup>3</sup> 的气田水罐）。

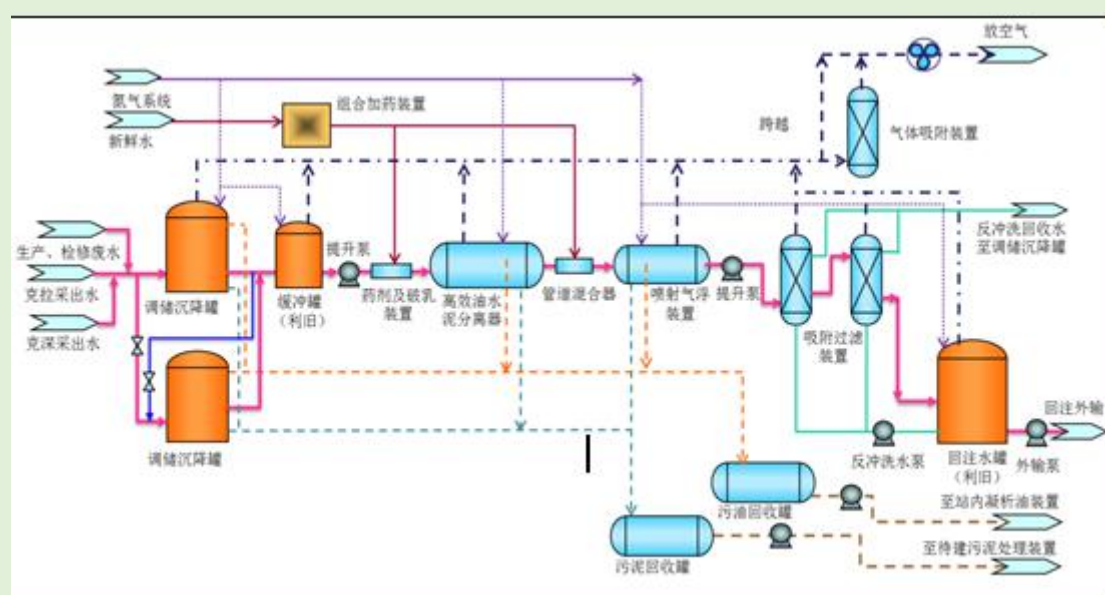


图 3.3-6 采出水处理系统工艺流程图

同时考虑利旧 1 具 200m<sup>3</sup> 反冲洗回收水罐和 1 具 200m<sup>3</sup> 外输水罐作为扩建系统的缓冲水罐，利旧已有双滤料过滤器。

### 采出水处理系统主要单元作用：

#### (1) 高效油水泥分离器

高效油水泥分离器是根据粗粒化原理和斜板浅层理论，具有高效率、操作方便、维护简单、运行稳定、使用寿命长的新型油水泥分离装置。油气预分离装置出水经泵提升至高效油水泥分离器，经预分离后气田采出水通过进口管进入油水泥分离器。进口处设有穿孔管配流装置，气田采出水在改变流动方向后，产生平稳的层流，缓慢进入错流体式波纹板（聚集器）。以 PVC 为基础材料，内含多种添加剂，使其具有亲油而不粘油、抗老化的特点。通常采用水平安装。当液体流过，油滴被波纹板迅速捕获，即会聚集在波纹板上，并与水、泥分离开来。由于聚集器的原理，小颗粒的油滴很容易被亲油的波纹板捕捉，被波纹板捕捉后沿着波纹板的多通道向上移动并不断聚集成大颗粒的油滴，较大颗粒的油滴根据 Stokes 原理，迅速浮到油水泥分离器的表面，使油、水、泥彻底分离。

全自动高效油水泥分离器由以下几个工作区组成：进水缓冲区、粗粒化区、油水泥分离及排油区、出水稳定区。

#### ①进水区

设有进水缓冲区，大大降低进水流速对粗粒化区水体的冲击，同时油水泥可进行预分离。

#### ②粗粒化区

气田采出水经预分离后进入粗粒化阶段，利用填料对小油珠和小水珠的不同吸附力增加污水中微小油珠的碰撞机率和时间，增大污水中油珠直径，粗粒化后气田采出水经配水装置均匀进入油水泥分离及排油区。

#### ③油水泥分离及排油区

油水泥分离区设有斜管，油水泥进行斜管分离，分离污油进入容器顶部集油包，排油阀自动打开排放，沉降污泥通过排污阀定时排放。

#### ④出水稳定区

气田采出水完成油水泥分离后进入出水稳定区，确保装置均匀出水，同时维持设备内水位保持相对恒定，因此，不能长期带压运行。

全自动高效油水泥分离器为常压运行设备，在特殊情况下可以微正压运行，但在实行微正压运行时运行压力不得超 0.2MPa，如果超出微正压运行将会导致处理效果大幅度下降，影响污泥的沉降速度和出水水质。

## (2) 喷射气浮装置

喷射气浮装置为常压运行设备，喷射气浮装置的喷射器结构合理，性能可靠，吸入气量大，产生的气泡粒径小，处理效果好。装置由多级曝气组成，一级采用高效的进口高效引气曝气装置，二三级采用进口涡流式气液混合泵和高效射流释放装置，提高了气液混合效果，增强了污水中的单质汞、离子汞、有机汞、油、乳化液、细小悬浮颗粒和有机细小淤泥的去除，装置内设置了气液分离系统，密闭运行，同时有利于气介质循环，气田采出水在设备内停留时间短，效率高。该设备是油气田采出水处理密闭运行最佳装置，特别是油水密度差小的含油采出水处理的理想设备。

喷射气浮装置设置补氮气流，补氮气管线通过自力式调节阀自动调节补气量，使出口端压力稳定在 200Pa；当装置内压力升高到 500Pa 时，连锁启动放空阀，将罐内气体抽至气体吸附装置进行处理。

### 采出水处理系统辅助流程：

#### (1) 加药流程

为完善克深处理站已有采出水处理系统药剂投加方案，优化药剂投加量和运行成本，西南石油大学对克深处理站气田采出水进行多种药剂选型和配伍的反复实验，并不断调整破乳剂的药剂配方和加药量，在实验过程中选择多种破乳剂比选，结合不同氢氧化钠、PAC、APAM 投加量使用下破乳絮凝分层效果。

系统投加破乳剂、杀菌剂直接用加药装置投加；pH 调节剂、PAC、APAM 先采用储药装置溶解，再采用加再采用加药装置稀释后投加。在药剂反应及破乳装置预留金属离子捕捉剂加药口。

#### (2) 采出水回收流程

高效油水分离器、回注水罐、缓冲罐、调储沉降水罐等的溢流和放空水，配药箱和加药箱的溢流水，以及采出水处理用房用水器具排水均为重力流排水，经暗管收集后排入已建卧式零位罐，用提升泵进行提升至采出水处理系统进行回收处理并最终回注地层。

### (3) 污油回收流程

高效油水分离器、喷射气浮装置，缓冲罐、调储沉降水罐等上层浮油经收油槽收集后重力排入 1 座已建卧式收油罐，之后经污油泵提升进入站内已建凝析油稳定装置。

### (4) 污泥收集流程

高效油水分离器、喷射气浮装置，缓冲罐、调储沉降水罐等产生污泥收集后重力排入污泥回收罐。

### (5) 放空气收集及处理流程

高效油水分离器、喷射气浮装置、调储沉降罐、卧式零位罐、卧式收油罐、污泥收集罐内部产生的气体由引风机经管道收集后进入气体吸附装置对气体中的有害物质进行去除。

采出水挥发气汞形态为单质汞蒸气，含汞气体通过聚结除雾后，进入硫基脱汞剂填料层，硫基脱汞剂与汞产生反应，在常温常压下即生成稳定的硫化汞。

含汞污水挥发的含汞气体通过设备顶部排气口进入气体脱汞装置；气体脱汞装置内设置引风机一台，引风机排气风压为 120mm 水柱，压力为 0.0012MPa。通过引风机将各处理单元的含汞气体抽取进入气体汞吸附装置，通过气体汞吸附剂吸附气体中的汞，处理后的气体外排；当脱汞剂达到饱和吸附容量时，需对脱汞剂进行更换，更换周期为 5 年。

### (6) 事故流程

调储沉降水罐、高效油水分离器、喷射气浮装置、吸附过滤装置等主要处理设备均设有跨越流程，当某一处理单元出现事故时，可打开跨越管线阀门，越过事故单元。如遇紧急情况，水处理装置不能正常运行，可将采出水暂存在调储沉降罐。

### (7) 污泥处理系统



克深处理站当前正在建设一套含汞污泥减量化处理装置，本工程污泥将依托克深处理站的污泥减量化处理工艺。

含汞污泥在克拉 2 中央处理站初步沉降处理后拉运至克深处理站进行处理，经克深处理站的污泥减量化处理后，将含汞污泥用自动包装机密封包装后交给克拉玛依拓源化工有限公司进行回收处理。

### 3.3.2.5 回注工艺

本工程主要是包括 4 口井（新井 4 口——克拉 3-1W、克拉 3-2W、克拉 3-3W、克拉 3-4W）的输水管道和注水井场设计和克深 10 区克拉 212W 回注井的输水管网及预留接口设计。

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，本工程考虑开式流程和闭式流程结合方式，流程框图见图 3.3-7。

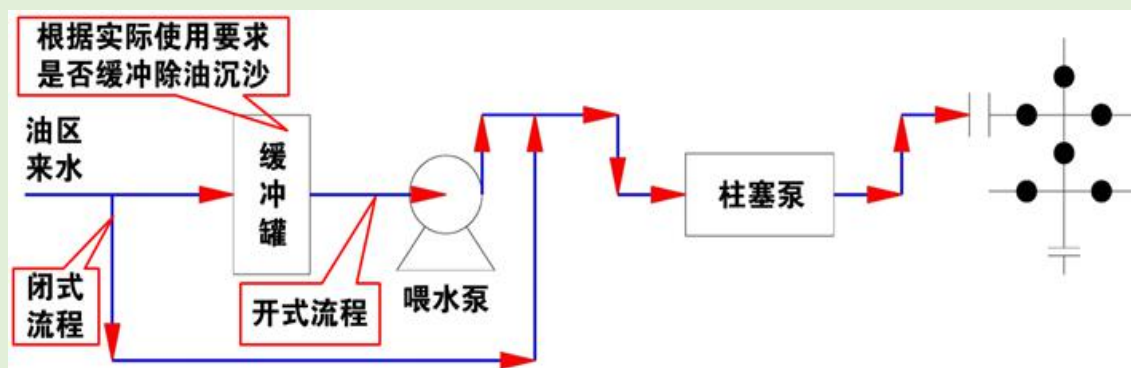


图 3.3-7 注水井场工艺流程简图

闭式流程：气田区供水管道来净化水（ $T=5-30^{\circ}\text{C}$ ， $Q=600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=0.1\sim 1.15\text{MPa}$ ），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  $600\text{m}^3/\text{d}$ ，来水经注水泵增压（ $T=5-30^{\circ}\text{C}$ ， $Q=600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=38\text{MPa}$ ）后输送至井口回注。注水泵进口设低压保护， $0.035\text{MPa}$  报警， $0.03\text{MPa}$  停泵；出口设高压保护， $38.5\text{MPa}$  报警， $39.5\text{MPa}$  开启回流管道开关阀， $37.5\text{MPa}$  后关闭回流关断阀，压力达到  $40\text{MPa}$  时停泵。

开式流程：气田区供水管道来净化水（ $T=5-30^{\circ}\text{C}$ ， $Q=600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=0.1\sim 1.15\text{MPa}$ ），经进罐前调压阀调低压力（ $T=5-30^{\circ}\text{C}$ ， $Q=600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=0.05\sim 0.2\text{MPa}$ ）进入  $50\text{m}^3$  注水罐（TA-0001A~D），注水缓冲罐启用时设高液位  $2.1\text{m}$  和液位低  $0.5\text{m}$  液位报警，高高液位  $2.3\text{m}$  联锁关断缓冲罐进液阀门，低液位  $0.3\text{m}$  联锁停泵，注水罐出水（ $P=0.005\sim 0.025\text{MPa}$ ）经喂水泵（P-0001）

提升（ $P=0.05\sim 0.2\text{MPa}$ ）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  $600\text{m}^3/\text{d}$ ，来水经注水泵增压（ $T=5\text{-}30^\circ\text{C}$ ， $Q=600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=38\text{MPa}$ ）后输送至井口回注。注水泵进口设低压保护， $0.035\text{MPa}$  报警， $0.03\text{MPa}$  停泵；出口设高压保护， $38.5\text{MPa}$  报警， $39.5\text{MPa}$  开启回流管道开关阀， $37.5\text{MPa}$  后关闭回流关断阀，压力达到  $40\text{MPa}$  时停泵。

### 3.3.2.6 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。

### 3.3.3 环境影响因素分析

本工程建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

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

本工程包括钻井、地面工程建设及油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于气井及与其相关钻井、采气、井下作业、气田水处置、回注等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-1、图 3.3-8。

表 3.3-1 环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
			破坏土壤和植被	-
		管线建设	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 <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO <sub>2</sub> 、CO、SO <sub>2</sub> 、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	采出水	石油类	-
		井场、气田水处理系统无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		井下作业固废	石油类等	-
		含油污泥、含汞废物	送有资质单位处置	
		原料气生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
3	事故	集输管线、阀组破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼, 拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

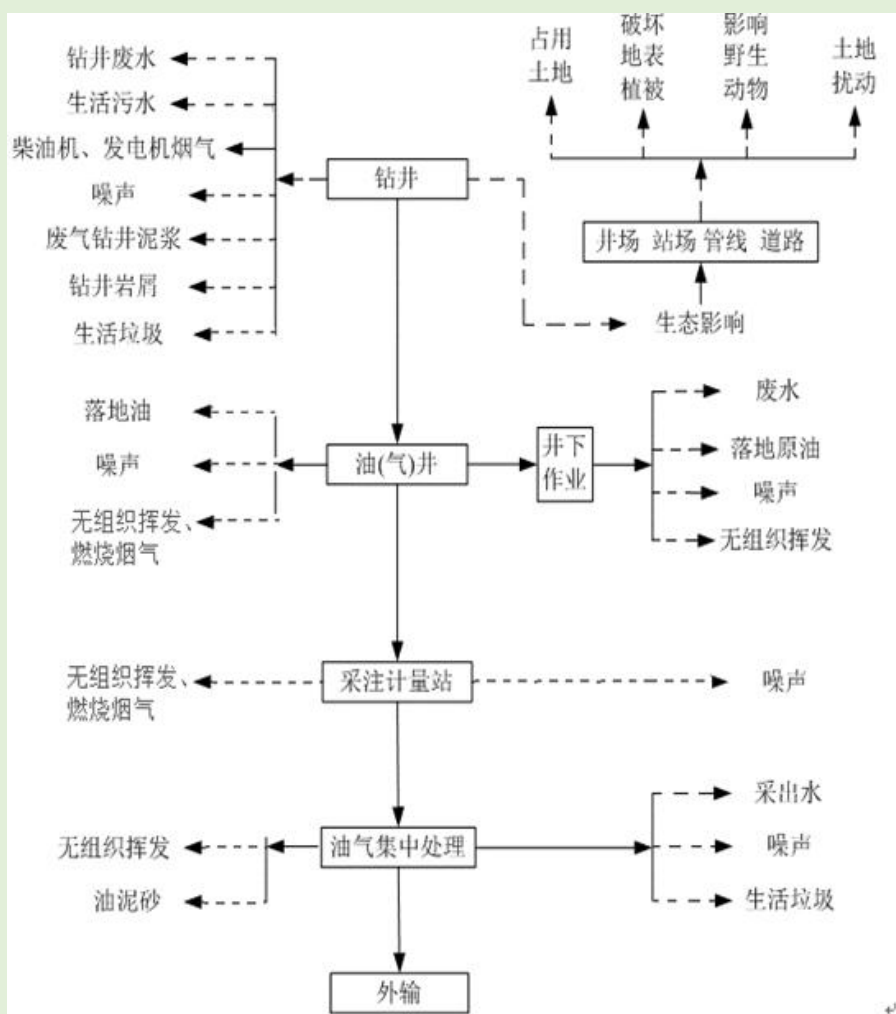


图 3.3-8 油气田开发过程污染物排放流程

### 3.3.4 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自钻井工程、地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

#### 3.3.4.1 生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场的永久占地。

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

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.02km<sup>2</sup>、临时占地 2.23km<sup>2</sup>，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为牧草地、裸岩石砾地。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (m <sup>2</sup> )			说明
		永久	临时	总占地	
1	采气井场	6000	66000	72000	包含 5 口井：克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21
2	改造井场	2500	0	2500	老井 5 座：克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603
3	电泵排水井	1000	0	1000	1 口电泵排水井（克拉 2-J204）
4	气举排水井	4000	0	4000	4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）
5	输气阀室	2000	0	2000	采气支线阀室 5 座
6	输水阀室	1200	0	1200	输水阀室 3 座
7	回注井场	6000	66000	72000	5 口（克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 212W）
8	供水阀池	20	0	20	阀池 5 座
9	低点泄压阀池	12	0	12	低点泄压阀池 2 座
10	采气管线	0	21360	21360	采气管线长度 2.67km，作业带范围按 8m 计算
11	气田水转输管线	0	132000	132000	气田水转输管线长度 16.5km，作业带范围按 8m 计算
12	气举排水井补	0	41600	41600	补气管线长度 5.2km，作业带范围按

	气管线				8m 计算
13	回注水管线	0	876000	876000	回注水管线长度 109.5km, 作业带范围按 8m 计算
14	伴行道路	0	133800	133800	道路长度 22.3km, 作业带范围按 6m 计算
15	电力线路	0	310200	310200	电力线路长度 51.7km, 作业带范围按 6m 计算
16	通信光缆	0	580800	580800	通信光缆长度 96.8km, 作业带范围按 6m 计算
合计		22730	2227760	2250492	/

### 3.3.4.2 开发期污染源分析

钻井阶段排放的主要污染物为：燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

本工程新钻井 10 口，采气井均为水平井，平均单井进尺 4282m；回注井均为直井，平均单井进尺 4000m，工程总进尺 41410m。

#### (1) 废气

##### ① 钻井废气

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为 NO<sub>2</sub>、CO 和烃类等。

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

本项目按井 10 口进行计算，平均每口井钻井周期 254d，钻井周期合计 2540d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 5080t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.722g，NO<sub>2</sub>：32.792g，THC：3.385g。计算可知本项目钻井期间共向大气中排放 CO：54.5t，NO<sub>2</sub>：166.6t，THC：17.2t。

根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO<sub>2</sub> 为 0.02kg，钻井期间 SO<sub>2</sub> 排放量为 0.1t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

##### ② 扬尘

##### 1) 车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占

扬尘总量的 60%。

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

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

## 2) 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

### (2) 废水

钻井过程中产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和生活污水。废水产生量随钻井周期、钻井深度和难度而异。

#### ① 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程部署 10 口井，其中 5 口采气井均为水平井，平均单井进尺 4282m；5 口回注井均为直井，平均单井进尺 4000m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数

表，5口水平采气井为特殊气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺）产污系数  $56.68\text{t}/100\text{m}$  进行估算，本项目水平采气井钻井总进尺为  $2.141$  万  $\text{m}$ ，则钻井废水产生量为  $1.21$  万  $\text{m}^3$ ；5口回注直井为普通气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺）产污系数  $52.64\text{t}/100\text{m}$  进行估算，本项目回注直井钻井总进尺为  $2$  万  $\text{m}$ ，则钻井废水产生量为  $1.05$  万  $\text{m}^3$ 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

### ②管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米  $2.5\text{m}^3$  计算，本工程管线总长度为  $133.87\text{km}$ ，试压废水为  $334.7\text{m}^3$ ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

### ③生活污水

根据钻井方案，本工程平均钻井周期为  $254$  天，现场调查钻井人数一般约为  $55$  人，按每人每天用水量  $80\text{L}$  计算，则生活用水最大量为  $4.4\text{m}^3/\text{d}$ ，则总产生量为  $1117.6\text{m}^3$ ，生活污水主要污染物为 COD、 $\text{BOD}_5$ 、氨氮、SS 等；类比其他气田，生活污水浓度 COD 为  $350\text{mg}/\text{l}$ ， $\text{BOD}_5$  为  $170\text{mg}/\text{l}$ 、氨氮为  $6\text{mg}/\text{l}$ 、SS 为  $24\text{mg}/\text{l}$ ，各污染物的产生量为 COD  $0.39\text{t}$ 、 $\text{BOD}_5$   $0.19\text{t}$ 、氨氮  $0.007\text{t}$ 、SS  $0.03\text{t}$ 。

井场生活污水进入污水罐，定期拉运至克拉2气田生活基地生活污水处理系统处理。

## (3) 固体废物

钻井过程中产生的固体废弃物主要是废弃泥浆、岩屑和生活垃圾。

### ①钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（ $\text{m}^3$ ）

D—井眼的平均直径（ $\text{m}$ ）

h—井深 (m)

本工程采气井单井钻井进尺为 4282m, 钻井泥浆产生量见表 3.3-4。回注直井钻井进尺为 4000m, 钻井泥浆产生量见表 5-6。

表 3.3-4 本工程采气单井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m <sup>3</sup>	钻井液体系
一开	0~200	660.4	121.45	膨润土-聚合物
二开	上部	431.8	379.37	膨润土-聚合物
	下部		124.67	聚磺
三开	3350~3600	311.2	98.51	油基
四开	3600~4282	215.9	117.04	聚磺
合计			841.04	

表 3.3-5 本工程回注单井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m <sup>3</sup>	钻井液体系
一开	0~200	660.4	121.45	膨润土-聚合物
二开	上部	431.8	379.37	膨润土-聚合物
	下部		86.44	聚磺
三开	3000~3550	311.2	120.72	聚磺
四开	3550~4000	215.9	104.44	聚磺
合计			812.42	

根据以上计算可知, 本工程共产生钻井泥浆 8267.3m<sup>3</sup>, 其中非磺化水基泥浆为 5008.2m<sup>3</sup>, 磺化水基泥浆为 2766.55m<sup>3</sup>, 油基泥浆为 492.55m<sup>3</sup>。

## ②钻井岩屑

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

$$W=1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中: W——钻井岩屑排放量, m<sup>3</sup>

D——井的直径, m

h——井深, m

本工程采气井单井钻井进尺为 4282m, 产生的岩屑量见表 3.3-6。回注直井钻井进尺为 4000m, 产生的岩屑量见表 3.3-7。



表 3.3-6 本工程采气单井岩屑产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	岩屑量 m <sup>3</sup>
一开	0~200	660.4	150.722
二开	200~3350	431.8	1014.82
三开	3350~3600	311.2	41.83
四开	3600~4282	215.9	54.93
合计			1262.302

表 3.3-7 本工程回注单井岩屑产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	岩屑量 m <sup>3</sup>
一开	0~200	660.4	150.722
二开	200~3000	431.8	902.06
三开	3000~3550	311.2	92.04
四开	3550~4000	215.9	36.24
合计			1181.062

根据以上计算可知，排放的岩屑量为 12216.82m<sup>3</sup>。

在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，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。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。

### ③机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，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 10 口，废润滑油量产生量为 5t，可委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿

物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物污染防治技术政策》（环发[2001]199 号）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

#### ④施工队生活垃圾

根据开发方案，平均钻井周期为 254 天。现场调查常住井场人员约为 55 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，部署新钻 10 口井，平均单井产生生活垃圾为 6.985t，整个钻井过程生活垃圾共计 69.85t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场。

#### (4) 噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、泥浆泵等，声强一般在 95—105dB(A)，见表 3.3-8。

表 3.3-8 钻井设备主要噪声源

位置	噪声源	源强 dB(A)	治理措施
井场	钻机	100~105	基础减振
	泥浆泵	95~100	减振、消声

### 3.3.5 运营期环境影响因素分析

#### 3.3.5.1 废气污染源

本项目废气污染源为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和气田采出水处理系统产生的挥发性废气。

##### ①油气集输过程中无组织挥发废气

本项目无组织挥发性废气为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

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

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

$D_{\text{设备}}$ —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；

$\alpha$ —设备与管线组件密封点的泄漏比例；

$n$ —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$eroc$ ,  $i$ —密封点  $i$  的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 10000  $\mu$  mol/mol), kg/h;

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

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

$t_i$ —核算时段内密封点  $i$  的运行时间, h, 取 8760h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-9。

表 3.3-9 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单座采气井场 (5 座)	阀门	0.064	9	0.08
	法兰	0.085	9	0.1
单座气举排水井场 (4 座)	气液分离器	0.073	1	0.008
	往复式压缩机	0.073	1	0.008
	阀门	0.064	17	0.11
	法兰	0.085	17	0.15
单座电泵排水井场 (1 座)	阀门	0.064	10	0.02
	法兰	0.085	10	0.02
单座注水井场 (5 座)	喂水泵	0.074	1	0.01
	注水泵	0.074	1	0.01
	阀门	0.064	52	0.44
	法兰	0.085	52	0.58
单座支线阀室 (4 座)	阀门	0.064	1	0.007
	法兰	0.085	1	0.009
合建支线阀室 (1 座)	阀门	0.064	2	0.003
	法兰	0.085	2	0.004
单座输水阀室 (3 座)	阀门	0.064	1	0.005
	法兰	0.085	1	0.007
克拉 2 中央处理站	液液分离器	0.073	2	0.004
供水阀池 0	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 1	阀门	0.064	5	0.008
	法兰	0.085	5	0.011
阀池 2	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 3	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 6	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 7	阀门	0.064	3	0.005

	法兰	0.085	3	0.007
单座低点泄 压池 (2 座)	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
合计				1.666

由上述公式核算结果可知，本项目无组织非甲烷总烃的产生量约为 1.67t/a。

## ②气田采出水处理系统有组织挥发性废气

本工程气田采出水处理系统挥发性废气主要为废水集输、储存、处理处置过程中逸散的少量非甲烷总烃、汞气体及逸散的恶臭物质。

### 1) 非甲烷总烃

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》的“四、废水集输、储存、处理处置过程逸散相关附录”中指出可采用排放系数法进行核算。

表 3.3-10 石化废水处理设施 VOCs 排放量排放系数法

适用范围	单位排放强度 (kg/m <sup>3</sup> )	备注
废水处理厂-废水处理设施	0.005	排放量 (kg) = 排放系数 × 废水处理量 (m <sup>3</sup> )

废水处理过程中挥发的 VOCs 主要为非甲烷总烃。本工程废水处理设施的甲烷总烃产生情况见表。

表 3.3-11 污水处理设施非甲烷总烃产生情况一览表

处理系统构筑物	流量 (m <sup>3</sup> /h)	系数	年运行时间 (h/a)	VOCs 产生量 (t/a)	去向
废水处理厂-废水处理设施	250	0.005	7920	9.9	污水处理设施的废气处理装置
合计				9.9	

本工程各废水处理单元建有密闭收集系统，设有 1 套处理能力 3000m<sup>3</sup>/h 废气处理装置，采用吸附处理工艺，非甲烷总烃去效率 80%以上。

气田采出水处理系统非甲烷总烃产排情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 污水处理设施非甲烷总烃产排情况一览表

废气量 (Nm <sup>3</sup> /h)	污染物	产生情况		处理效率	排放情况		
		kg/h	t/a		mg/m <sup>3</sup>	kg/h	t/a
3000	非甲烷总烃	1.25	9.9	去除效率 80%	83.3	0.25	1.98

### 2) 汞及其化合物

根据《克拉 2 气田开发调整方案地面工程方案》总说明书中对于采出水处理系统的中试实验可知，采出水处理系统气体吸附装置进气汞含量经现场检测浓度约为  $20\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，该  $3000\text{m}^3/\text{h}$  的废气处理装置对于汞及其化合物的去效率为 80% 以上。

气田采出水处理系统汞及其化合物产排情况见表。

表 3.3-13 污水处理设施汞及其化合物产排情况一览表

废气量 ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ )	污染物	产生情况		处理效率	排放情况		
		kg/h	t/a		$\text{mg}/\text{m}^3$	kg/h	t/a
3000	汞及其化合物	$6 \times 10^{-5}$	$4.8 \times 10^{-4}$	去除效率 80%	0.004	$1.2 \times 10^{-5}$	$9.5 \times 10^{-5}$

### 3) 恶臭气体

恶臭物质是本工程的大气污染源之一，其主要成份为硫化氢、氨等。氨气是一种无色有强烈刺激气味的气体，嗅觉阈值为  $0.037\text{ppm}$ ；硫化氢是一种有恶臭和毒性的无色气体，嗅觉阈值为  $0.0005\text{ppm}$ ，具有臭鸡蛋味。

本次废水处理设备基本密闭，处理装置中硫化氢和氨气含量很低，但仍会有部分恶臭气体以无组织排放的形式进入大气。

恶臭气体的溢出量受污水水质、水量、构筑物水体面积、污水中溶解氧及气温、风速、日照、湿度等诸多因素的影响。对臭气源强的估算，由于恶臭的溢出和扩散机理复杂，国内外有关研究资料中尚未见到专门的系统报道，而且不同的处理工艺，其臭气源排放的情况也不尽相同。评价将采用排污系数方法对恶臭气体产生量进行分析，估算本工程恶臭污染物的排放量，本项目各处理单元的排污系数一般可通过单位时间内单位面积散发量表征，具体数值见表 3.3-14。

表 3.3-14 处理构筑物单位面积恶臭污染物排放源强

构筑物名称	$\text{NH}_3$ ( $\text{mg}/\text{s}\cdot\text{m}^2$ )	$\text{H}_2\text{S}$ ( $\text{mg}/\text{s}\cdot\text{m}^2$ )
调储沉降水罐	0.006031	0.000423
喷射气浮装置	0.003930	0.000434

由项目的构筑物尺寸可估算出恶臭污染物无组织排放源强，估算结果见表 3.3-15。

表 3.3-15 本项目  $\text{NH}_3$  和  $\text{H}_2\text{S}$  产生量

构筑物名称	面积	$\text{NH}_3$ 产生量		$\text{H}_2\text{S}$ 产生量	
		mg/s	kg/h	mg/s	kg/h
调储沉降水罐	1335	8.05	0.03	0.56	0.002

喷射气浮装置	350	1.38	0.005	0.15	0.0005
合计	-	-	0.035	-	0.0025

对该部位产生的恶臭气体硫化氢和氨通过负压收集系统收集后，引入吸附处理工艺进行处理。

表 3.3-16 污水处理设施恶臭污染物产排情况一览表

废气量 (Nm <sup>3</sup> /h)	污染物	产生情况		处理效率	排放情况		
		kg/h	t/a		mg/m <sup>3</sup>	kg/h	t/a
3000	氨	0.035	0.28	去除效率 40%	7	0.021	0.168
	硫化氢	0.0025	0.02		0.5	0.0015	0.012

由上表可知，经采取密闭收集、废气处理等措施后，废气处理装置尾气中的非甲烷总烃排放浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.6 有组织排放控制要求（非甲烷总烃 $\leq 120\text{mg/m}^3$ ）；汞及其化合物的排放速率和排放浓度均能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值要求；硫化氢和氨的排放速率能够满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中排放限值要求。达标后经高 15m 排气筒排放。

### 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。根据《克拉2气田开发调整方案地面工程方案》总说明书内容，本工程新增的 5 座水平采气井在稳产期内产水量在 2.72-4.13m<sup>3</sup>/d，5 口排水井排水量见表 3.3-17 所示。

表 3.3-17 排水井一览表

井号	生产方式	排水量 m <sup>3</sup> /d
克拉 203	气举排水	150
克拉 204	气举排水	400
克拉 2-10	气举排水	400
克拉 2-13	气举排水	150
克拉 2-J204	电泵排水	400

因此可计算出最大采出水量为 1520.65m<sup>3</sup>/d（55.5 万 m<sup>3</sup>/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 24.42t、2497.5t、38.59t、0.08t。

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) 冲洗、维修废水

本工程站场冲洗水（五天一次）产生量为 1.2m<sup>3</sup>/次（87.6m<sup>3</sup>/a）；本项目装置检修一般为一年一次，一次耗水量为 60m<sup>3</sup>，罐区储罐及设备装置一年检修一次，一次耗水量 100m<sup>3</sup>/次，则设备检修最大耗水量为 160m<sup>3</sup>/次，以上废水总量为 247.6m<sup>3</sup>/a，属于间歇排放。冲洗、维修废水依托克拉 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。

(3) 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、压缩机、机泵等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。噪声排放情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 运营期噪声排放情况

分布区	序号	噪声源名称	声功率级	排放规律	治理措施
井场	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	电加热器橇	70-85	连续	减振
	4	往复式压缩机	88-110	连续	减振、隔声
克拉 2 中央处理厂	5	一级变频增压泵	90-100	连续	减振、消声
	6	二级变频增压泵	90-100	连续	减振、消声
	7	反冲洗水泵	90-100	连续	减振、消声
	8	零位提升泵	90-100	连续	减振、消声
	9	污油提升泵	90-100	连续	减振、消声
	10	污泥提升泵	90-100	连续	减振、消声
回注区域	11	喂水泵	90-100	连续	减振、消声
	12	柱塞泵	90-100	连续	减振、消声

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。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.3-19），计算井下作业固废的产生量。

表 3.3-19 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

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

根据表 3.3-19 计算，本项目共 20 口井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 5279.6m<sup>3</sup>/a，废酸化液产生量为 1646m<sup>3</sup>/a，废洗井液产生量为 505.8t/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。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油与天然气开采行业中天然气固体废物产排污系数（0.007 吨/万立方米-产品），本工程采气井 5 口，气举排水井 4 口，因此油泥（砂）产生量约为 4.396t/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，本工程产生的油泥（砂）由塔里木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，本工程新建管线共计 133.87km，每次废渣量约 153.95kg，由此计算可知废渣量约 76.975kg/a。清管废渣中含有少量管道中的



油，其危险废物类别代码为 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) 含汞废物

##### ①天然气除汞净化过程中产生的含汞废物

本工程克拉 2 中央处理站扩建的采出水处理系统中高效油水分离装置、缓冲沉降罐、混凝沉降罐、卧式零位罐、卧式收油罐、喷射气浮装置及污泥回收池内部产生的气体均由引风机经管道收集后进入气体吸附装置对气体中的杂质进行去除。去除过程中会产生含汞废物，类比《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》中调查数据可知，每年产生量约为 30t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，含汞废物类别为 HW29 含汞废物中 072-002-29 天然气除汞净化过程中产生的含汞废物，可委托克拉玛依拓源化工有限公司进行处理。

##### ②含汞污泥

本工程克拉 2 中央处理站扩建的采出水处理系统运营过程中会产生含汞污泥，根据《克拉 2 气田开发调整方案地面工程方案》总说明书内容，本工程含汞污泥产生量为 4743.75m<sup>3</sup>/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，含汞废物类别为 HW29 含汞废物中 900-452-29 含汞废水处理过程中产生的废树脂、废活性炭和污泥，可委托克拉玛依拓源化工有限公司进行处理。

#### (5) 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 3.3-20 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				5279.6m <sup>3</sup> /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				1646m <sup>3</sup> /a	
3	废洗井液				505.8t/a	
4	油泥(砂)		HW08	071-001-08	4.396t/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	0.077t/a	
6	含汞废物	天然气除汞净化过程中产生的含汞废物	HW29	072-002-29	30t	委托克拉玛依拓源化工有限公司进行无害化处理
7		污泥				

### 3.3.5.5 污染物排放汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-21。

表 3.3-21 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	烃类	1.67	1.67	大气
	气田采出水系统	有组织废气	烃类	9.9	1.98	
			汞及其化合物	$4.8 \times 10^{-4}$	$9.5 \times 10^{-5}$	
			氨	0.28	0.168	
			硫化氢	0.02	0.012	
生产废水	采出水			55.5 万 m <sup>3</sup>	0	进入克拉 2 中央处理厂污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法 (SY/T5329-2012) 标准后回注地层, 不外排
	冲洗、维修废水			247.6m <sup>3</sup>	0	
固体废物	井下作业	废压裂液	-	5279.6m <sup>3</sup>	5279.6m <sup>3</sup>	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理
		废酸化液	-	1646m <sup>3</sup>	1646m <sup>3</sup>	
		废洗井液	-	505.8	505.8	
	井场	油泥 (砂)	-	4.396	4.396	委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理
	管线	清管废渣	-	0.077	0.077	
	气田采出水系统	天然气除汞净化过程中产生的含汞废物	-	30	30t	委托克拉玛依拓源化工有限公司进行无害化处理
含汞污泥		-	4743.75m <sup>3</sup>	4743.75m <sup>3</sup>		
噪声	井场、站场设备、井下作业	机械噪声	-	40~110dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、消声等降噪措施

克拉油气开发部气田污染物排放“三本账”估算表见表 3.3-11。

表 3.3-22 克拉油气开发部气田运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量 (t/a)	本项目产生量 (t/a)	总体工程		
					产生量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	排放增减量
1	废气	非甲烷总烃	3.3	3.65	6.95	0	3.65
2	废水	生产废水	171017.1	555247.6	726264.7	0	555247.6
3	固体废物	含油废物	100.61	4.473	105.083	0	4.473

### 3.3.6 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用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤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	30	占地面积	m <sup>2</sup>	15	符合行业标准要求	2998232	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000-3000m		≥50%		
			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	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 <sup>3</sup> /100m 标准进尺	10	≤10	≤17.9
		石油类	mg/L	5	≤10	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区： ≤100； 乙类区：≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	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) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5		

		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-2 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	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5	25.29	2
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	5
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	98%	8
(4) 污染物产生指标	20	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5	25.29	2
		石油类	mg/L	5	甲类区≤10; 乙类区≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区≤100; 乙类区≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50; 乙类区≤70	7	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5			5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5		
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5		
		防渗范围	废水、使用液、原油	5	5		

		等可能落地处		
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15
		开展清洁生产审核		20
		制定节能减排工作计划		5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20

表 3.4-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核		
						实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	0.5	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	50	0	
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	150	5	
		落地原油回收率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	75	7.5	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
		采油废水有效利用率	%	10	≥80	75	7.5	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	清洁生产审核		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	10	
		(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10
开展清洁生产审核, 并通过验收				20	20			
制定节能减排工作计划				5	5			
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5		

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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数见表 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	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.4-2、表 3.4-3 及表 3.4-4 计算得出：本工程综合评价指数得分 87.7 分，介于  $75 \leq P < 90$  之间，属于清洁生产企业。

### 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<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、建议总量控制因子 VOCs

废水污染物：COD、NH<sub>3</sub>-N

#### 3.5.2 本工程污染物排放总量

本工程无二氧化硫、氮氧化物产生，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，故不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮进行总量控制。

### 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 <sub>2</sub> S 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 <sub>2</sub> 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染物排放标准要求。	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）符合性分析见表 3.6-2。

表 3.6-2 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条 生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，本项目拜城县属于Ⅱ <sub>3</sub> 塔里木河流域重点治理区；本项目环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	根据水土保持方案，针对井场、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，科学合理确定开发方	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	符合

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	件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目井场、站场选址、管线选线均经过严格论证后确定，项目区位于荒漠，无复垦条件。报告提出井场、站场、管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

### 3.7 相关规划符合性分析

#### 3.7.1 全国矿产资源规划

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

#### 3.7.2 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》第一章加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木三大盆地油气勘探开发力度**，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目属于**塔里木盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。



### 3.7.3 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

### 3.7.4 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

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

### 3.7.5 《新疆环境保护规划（2018-2022年）》

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

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

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<sub>3</sub>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<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、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）。

具体管控要求符合性能分析见表 3.8-1。

表 3.8-1 拜城县管控要求符合性分析

序号	管控要求	本项目	是否相符
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。	本项目不占用基本农田；在油气田开采过程中进行生态修复措施。	符合
2	污染物排放管控 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。	本项目工程内容不涉及。	符合
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	本项目制定了土壤监督性监测，企业定期安排巡井工作，对井场、管线等进行隐患排查，防止	

		<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。</p>	
4	资源利用效率	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>本项目生产过程中不用水，废水主要为采出水，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放，不会对区域水资源造成较大影响。</p>	符合

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 自然环境概况

#### 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 15917km<sup>2</sup>。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

克拉苏气田克深区块地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，地形地貌形成主要受地质构造控制。地势总的特征是：西北高东南低，北部天山主干海拔 1500m 以上，终年积雪，中间是一个狭长的拜城盆地，形成广阔的绿洲，南部为东西向的却勒塔格山脉。地貌形成过程是以第三纪末开始的新构造运动的抬升作用及新期褶皱作用为主导，以自第四纪以来强烈的干燥剥蚀、冰川的雕刻，流水的侵蚀堆积，风的吹蚀等为改造营力，塑造成现今地形复杂、形态多样的地貌景观。根据地貌成因及形态类型可划分为丘陵区 and 冲洪积平原区。

侵蚀、剥蚀作用丘陵区：分布于气田区北部，海拔在 1400~1500m，水流侵蚀、风化剥蚀作用强烈，发育沟谷，多呈“U”型，切割深度一般 50~80m，最大不超过 100m。地形起伏较大，向南倾斜。该区东北部发育雅丹地形，风蚀土堆普遍分布，一般高 2~8m，最高可达 10m，长轴与风向基本一致，长几米至数十米不等，宽 2~10m，四壁陡立。

冲洪积平原：分布于气田区南部，冲洪积平原与丘陵区接触，向南倾斜，地形平坦开阔，纵坡 0.7~1.2%，海拔高程 1200~1400m，地表植被较发育。气田

区受地形地貌、地层岩性和气候特征的影响，发育河流及冲沟，纵贯低山丘陵区和平原区，由西向东依次为喀拉苏河、切得根艾肯沟、帕曼艾肯沟、玉树艾肯沟，河（沟）岸陡坎发育，陡坎一般高 5-8m，连续延伸。

### 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 地质构造

工程区位于塔里木盆地库车坳陷，属于南天山造山带的前陆盆地，北临南天山构造带，南为塔北隆起。塔里木盆地库车坳陷东西长约 550km，南北宽 30-80km，面积 28515km<sup>2</sup>。工程区位于克拉—依奇克里克构造带西部，即克拉苏构造带。克拉苏构造带位于库车坳陷北部，南靠拜城凹陷，北接北部单斜



带。该构造带的形成与演化主要受控于大宛齐北—克拉苏断裂带，构造带内发育各种类型与断层相关的褶皱。

#### 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  $27.92 \times 10^8 \text{m}^3$ ，集水面积为  $9545 \times 10^8 \text{m}^2$ 。全县引水量  $14.536 \times 10^8 \text{m}^3$ ，为总流量的 52.2%。

克孜尔河位于克拉 2 中央处理厂二站东南侧约 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  $>101 \text{g/L}$ ，属  $\text{CL} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$  型水。

###### (2) 第四系松散岩类孔隙水

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  $<100 \text{m}^3/\text{d}$ 。其它地段富水性中等区，含水层厚度大于 100m，富水性  $100-1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，化学类型主要以  $\text{HCO}_3$  型为主，水质较好，一般矿化度在  $1 \text{g/L}$  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<sup>2</sup>，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<sup>2</sup>，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》（HJ.2.2-2018）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。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 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	7	60	11.67	达标
NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	28	40	70.00	达标
PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度	95	70	135.71	超标
PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度	39	35	111.43	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.5 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	4 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	37.50	达标
O <sub>3</sub>	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	122	160	76.25	达标

根据生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统中达标区判定提供的数据，阿克苏地区 2020 年 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年均浓度

分别为  $7\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $28\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $95\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $39\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO 24 小时平均第 95 百分位数为  $1.5\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{O}_3$  日最大 8 小时平均第 90 百分位数为  $122\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为  $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$ 。因此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）监测点位基本信息

本次环评委托新疆广宇众联环境监测有限公司对克拉 2 中央处理站及其中一口采气井 KL203 井进行了现状监测，监测时间为 2021 年 9 月 11 日-17 日，监测点位基本信息见表 4.2-2 和监测布点图 4.2-1。

表 4.2-2 补充监测点位基本信息 单位： $\text{mg}/\text{m}^3$

监测因子	点位编号	东经	北纬
非甲烷总烃、硫化氢、 $\text{HN}_3$ 、汞	1#克拉 2 中央处理站	$82^\circ 30' 14.48209''$	$41^\circ 58' 10.81962''$
	2# KL203 井	$82^\circ 26' 46.91043''$	$41^\circ 58' 53.60064''$

##### （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）一次浓度限值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{NH}_3$  分别执行《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（ $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.2\text{mg}/\text{m}^3$ ）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：

$P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大占标百分比，%；

$C_i$ ——第  $i$  个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

##### （4）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 特征因子监测评价结果表

点位编号	监测因子	标准限值 mg/m <sup>3</sup>	浓度范围	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
1#	非甲烷总烃	2.00	0.27~0.36	18	0	达标
	硫化氢	0.01	<0.005	<50	0	达标
	NH <sub>3</sub>	0.2	0.08~0.13	65	0	达标
	汞	0.00005	0.0000066	13.2	0	达标
2#	非甲烷总烃	2.00	0.24~0.36	18	0	达标
	硫化氢	0.01	<0.005	<50	0	达标
	NH <sub>3</sub>	0.2	0.08~0.13	65	0	达标
	汞	0.00005	0.0000066	13.2	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<sup>3</sup>；各监测点H<sub>2</sub>S、NH<sub>3</sub>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。汞现状数据满足《环境空气质量》（GB3095-2012）附录A标准限值。

#### 4.2.2 地表水环境现状调查与评价

##### （1）数据来源

本次环评委托新疆广宇众联环境监测有限公司对评价范围内的克孜尔河断面进行了监测。采样时间为2021年9月15日。监测项目为pH值、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、氰化物、挥发酚、石油类、硫化物、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：

本次采用水质指数法对地表水环境进行分析评价，计算公式为：

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

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<sub>j</sub>≤7.0 时：

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

pH<sub>j</sub>>7.0 时：

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

式中：S<sub>pH,j</sub>——pH 标准指数；

pH<sub>j</sub>——j 点实测 pH 值；

pH<sub>sd</sub>——标准中 pH 值的下限值；

pH<sub>su</sub>——标准中 pH 值的上限值；

——溶解氧（DO）的标准指数计算公式：

DO<sub>j</sub>≤DO<sub>f</sub>时：

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

DO<sub>j</sub>>DO<sub>f</sub>时：

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

式中：S<sub>DO,j</sub>——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO<sub>j</sub>——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO<sub>s</sub>——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO<sub>f</sub>——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流，DO<sub>f</sub>=468/

(31.6+T)，对于盐度比较高的水库及入海河口、近岸海域，DO<sub>f</sub>=(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 4.2-4。

表 4.2-4 地表水环境质量现状评价结果单位 mg/L (pH 除外)

检测项目	标准值 (II类)	2019.9.15		
		监测值	标准指数	达标情况
pH	6~9	8.08	0.9	达标
溶解氧	≥6	6.69	0.89	达标
化学需氧量	≤15	14	0.93	达标
高锰酸盐指数	≤4	1.0	0.25	达标
五日生化需氧量	≤3	1.8	0.6	达标
挥发酚	≤0.002	0.0003L	0.15	达标
氟化物	≤1	0.21	0.21	达标
硫化物	≤0.1	0.005L	0.05	达标
氨氮	≤0.5	0.216	0.43	达标
氰化物	≤0.05	0.004L	0.08	达标
铜	≤1	0.05L	0.05	达标
锌	≤1	0.005L	0.005	达标
砷	≤0.05	0.0003L	0.006	达标
镉	≤0.005	0.001L	0.2	达标
硒	≤0.01	0.0004L	0.04	达标
汞	≤0.00005	0.00004	0.8	达标
铅	≤0.01	0.01L	1	达标
六价铬	≤0.05	0.014	0.28	达标
总磷	≤0.1	0.01	0.1	达标
总氮	≤0.5	4.77	9.54	超标
石油类	≤0.05	0.01L	0.2	达标
阴离子表面活性	≤0.2	0.088	0.44	达标
粪大肠菌群 (个/L)	≤2000	170	0.085	达标

从监测结果可知,克孜尔河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附近乡村农业或畜牧业的污染,导致地表水监测点的总氮均超标。

### 4.2.3 地下水环境现状调查与评价

#### (1) 数据来源

本次环评委托新疆广宇众联环境监测有限公司对评价范围上游及下游 2 口地下水进行了监测。采样时间为 2021 年 9 月 14 日。同时引用了《克深区块 2021 年产能建设项目(一期)环境影响报告书》中 3 口水井数据,分别是 SHK02 监测井、SHK05 监测井、克孜尔乡水井。采样时间为 2021 年 8 月 24 日。监测项目为  $K^+Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 、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、石油类共 29 项。

(2) 监测点位

监测点位信息详见表 4.2-5，监测点位示意图详见图 4.2-1。

表 4.2-5 地下水质量现状监测布点表

监测点名称	井深	坐标	监测频次	监测因子
黑英山乡水井	110m	E82°36'49.17" N42°9'5.20"	监测 1 次	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、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、石油类共 29 项
赛里木镇托喀其买里村水源井	120m	E82°12'34.51" N41°48'10.38"		
SHK02 监测井 (引用)	70m	E81°56'13" N41°55'07"		
SHK05 监测井 (引用)	75m	E82°26'32" N41°55'44"		
克孜尔乡乡政府水源井 (引用)	120m	E82°26'16.68" N41°49'41.72"		

(3) 评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，其中标准中未列明的石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中III类标准。

(4) 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 > 1，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

① 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

② 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

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

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

式中：P<sub>i</sub>——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C<sub>i</sub>——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C<sub>si</sub>——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P<sub>pH</sub>——pH 的标准指数，无量纲；



pH——pH 监测值；

pH<sub>sd</sub>——标准中 pH 的下限值；

pH<sub>su</sub>——标准中 pH 的上限值。

(5) 监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.2-6、4.2-7。

表 4.2-6 区域地下水现状监测结果一览表

序号	检测项目	单位	黑英山乡	赛里木镇托喀其买里村水源井	克孜尔乡乡政府水源井	SHK02 监测井	SHK05 监测井
1	pH 值	无量纲	7.5	7.3	7.3	8.4	7.2
2	总硬度	mg/L	280	368	152	279	342
3	溶解性总固体	mg/L	358	611	338	422	502
4	硫酸盐	mg/L	51.6	146	54.6	143	192
5	氯离子	mg/L	27.8	93.2	56.5	70.9	66.6
6	铁	mg/L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
7	锰	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01
8	挥发酚	mg/L	0.003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
9	耗氧量	mg/L	0.79	0.82	0.86	1.10	0.98
10	氨氮	mg/L	0.094	0.07	0.025L	1.26	0.028
11	硫化物	mg/L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
12	钠离子(钠)	mg/L	20.1	64.8	61.9	58.8	24.3
13	钾离子	mg/L	2.17	5.64	9.21	7.95	4.69
14	钙离子	mg/L	82.8	88.8	37.8	77.4	100
15	镁离子	mg/L	16.6	34.5	12.7	18.8	18.4
16	碳酸根	mg/L	1L	1L	1L	5	1L
17	碳酸氢根	mg/L	254	258	172	157	157
18	亚硝酸盐氮	mg/L	0.003L	0.003L	0.003L	0.008	0.003
19	硝酸盐氮	mg/L	0.08L	0.08L	0.79	0.08L	1.60
20	细菌总数	CFU/mL	56	50	52	44	40
21	总大肠菌群	CFU/100mL	0	0	0	0	0
22	氰化物	mg/L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
23	氟化物	mg/L	0.21	0.24	0.25	0.38	0.49
24	汞	mg/L	4×10 <sup>-5</sup> L	4×10 <sup>-5</sup> L	4×10 <sup>-5</sup> L	4×10 <sup>-5</sup> L	4×10 <sup>-5</sup> L
25	砷	mg/L	3×10 <sup>-4</sup> L	3×10 <sup>-4</sup> L	3×10 <sup>-4</sup> L	3×10 <sup>-4</sup> L	3×10 <sup>-4</sup> L
26	镉	mg/L	9×10 <sup>-4</sup>	1.8×10 <sup>-3</sup>	1.3×10 <sup>-3</sup>	1.5×10 <sup>-3</sup>	1.2×10 <sup>-3</sup>
27	铬(六价)	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
28	铅	mg/L	2.5×10 <sup>-3</sup> L	8.8×10 <sup>-3</sup>	2.5×10 <sup>-3</sup> L	4.5×10 <sup>-3</sup> L	2.5×10 <sup>-3</sup> L
29	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
备注	“方法检出限”加标志位“L”表示测定结果低于分析方法检出						

表 4.2-7 区域地下水现状评价结果一览表

序号	检测项目	标准值	黑英山乡	赛里木镇托喀其买里村水源井	克孜尔乡乡政府水源井	SHK02 监测井	SHK05 监测井
1	pH 值	6.5-8.5	0.33	0.2	0.2	0.93	0.13
2	总硬度	≤450	0.62	0.81	0.34	0.62	0.76
3	溶解性总固体	≤1000	0.36	0.61	0.34	0.42	0.5
4	硫酸盐	≤250	0.21	0.58	0.22	0.57	0.77
5	氯化物	≤250	0.11	0.37	0.23	0.28	0.27
6	铁	≤0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
7	锰	≤0.10	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

8	挥发酚	≤0.002	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
9	耗氧量	≤3.0	0.26	0.27	0.286667	0.37	0.33
10	氨氮	≤0.5	0.19	0.14	0.05	2.52	0.056
11	硫化物	≤0.02	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
12	钠离子	/	/	/	/	/	/
13	钾离子	/	/	/	/	/	/
14	钙离子	/	/	/	/	/	/
15	镁离子	/	/	/	/	/	/
16	碳酸根	/	/	/	/	/	/
17	碳酸氢根	/	/	/	/	/	/
18	亚硝酸盐氮	≤1.0	0.003	0.003	0.003	0.008	0.003
19	硝酸盐氮	≤20	0.004	0.004	0.0395	0.004	0.08
20	细菌总数	≤100	0.56	0.5	0.52	0.44	0.4
21	总大肠菌群	≤3.0	/	/	/	/	/
22	氰化物	≤0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
23	氟化物	≤1.0	0.21	0.24	0.25	0.38	0.49
24	汞	≤0.001	0.04	0.04	0.04	0.04	0.01
25	砷	≤0.01	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
26	镉	≤0.005	0.18	0.36	0.26	0.3	0.24
27	铬（六价）	≤0.05	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
28	铅	≤0.01	0.25	0.88	0.25	0.45	0.34
29	石油类	≤0.05	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
备注	“方法检出限”加标志位“L”表示测定结果低于分析方法检出						

监测结果表明，5 个监测点位各监测因子中，石油类监测值低于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准限值；各点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。区域地下水水质较好。

#### 4.2.4 声环境现状调查与评价

##### （1）数据来源

本次评价共布设 9 个噪声监测点位，分别是 6 座拟钻井场中心点，3 座拟改造注水井场四周，监测时间为 2021 年 9 月 18 日~9 月 19 日。

##### （2）监测项目

等效连续 A 声级。

##### （3）监测方法

本次噪声测量采用 AWA5688 多功能声级计，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。

##### （4）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。

##### （5）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。

##### （6）评价结果

声环境现状监测结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 声环境质量现状评价结果

检测点位		测点编号	监测结果			
			9.18 昼间	9.18 夜间	9.19 昼间	9.19 夜间
KL2-H17 采气井	中心点	N1	39	37	39	37
KL2-H18 采气井	中心点	N2	39	37	38	37
KL2-H19 采气井	中心点	N3	39	38	39	36
KL2-H20 采气井	中心点	N4	38	37	39	37
KL2-H21 采气井	中心点	N5	39	36	39	37
KL3-6 注水井	中心点	N6	38	36	39	36
KL301H 注水井	东厂界	N7	38	36	38	36
	南厂界	N8	39	37	38	37
	西厂界	N9	38	37	39	37
	北厂界	N10	37	36	39	36
KL2-10 采气井	东厂界	N11	44	41	44	42
	南厂界	N12	43	42	44	42
	西厂界	N13	46	45	46	44
	北厂界	N14	43	41	43	41
KL2-12 采气井	东厂界	N15	44	43	45	43
	南厂界	N16	42	41	43	42
	西厂界	N17	39	37	40	38
	北厂界	N18	41	39	42	41

根据监测结果，各井场四周昼间噪声值在 37.0-46.0dB(A) 之间，夜间噪声值在 36.0-45.0dB(A) 之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

#### 4.2.5 土壤环境现状调查与评价

##### (1) 土壤类型调查

棕漠土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧实层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。

石质土即“粗骨土”，指与母岩风化物性质近似的土壤。一般见于无森林植被、侵蚀强烈的山地，多发育于抗风化力较强的母质上。成土作用不明显，没有剖面发育。质地偏砂，含砾石多。石质土是深受母岩岩性影响的初育土，各种母岩的矿物组成不同，风化物的性状各异，直接影响土壤性质也各异。在植被裸露的情况下，由于水流和风力等作用，常引起地面强烈侵蚀，导致土壤不断砂砾化或石质化。

##### (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，以建设用地进行评价。本次评价委托新疆广宇众联环境监测有限公司对区域土壤质量进行监测，采样时间为 2021 年 9 月 13 日。

(3) 监测项目

KL2-H19 井场表层样监测点监测因子：石油烃、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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共计 46 项。

KL204 井、KL301H 井及克拉 2 中央处理站附近表层样监测点监测因子：汞、石油烃，共 2 项。

(4) 评价方法

采用标准指数法。

(5) 评价结果

土壤现状监测及评价结果详见表 4.2-9 及表 4.2-10。

表 4.2-9 KL204 井、KL301H 井、克拉 2 站土壤质量监测与评价结果一览表

监测项目	站场、井场内						标准值
	KL204 井		KL301H 井		克拉 2 处理厂		
	监测结果	评价结果	监测结果	评价结果	监测结果	评价结果	
石油烃	72	0.016	6L	0.001	0.01L	0.000002	4500
汞	0.066	0.002	0.337	0.009	0.00042	0.00001	38

表 4.2-10 KL2-H19 井土壤质量监测与评价结果一览表

序号	监测项目	监测值	标准值	评价结果
1	砷	11.6	60	0.193
4	镉	0.13	65	0.002
7	六价铬	0.5L	5.7	0.08
2	铜	20	18000	0.001
3	铅	12.4	800	0.016
5	汞	0.052	38	0.001
6	镍	17	900	0.019
8	氯乙烯	0.001L	0.43	0.002
9	1,1-二氯乙烯	0.001L	66	0.000
10	二氯甲烷	0.0015	616	0.000

11	反-1,2-二氯乙烯	0.0014L	54	0.000
12	1,1-二氯乙烷	0.0012L	9	0.000
13	顺-1,2-二氯乙烯	0.0013	596	0.000
14	氯仿	0.0011L	0.9	0.012
15	1,1,1-三氯乙烷	0.0013L	840	0.000
16	四氯化碳	0.0013L	2.8	0.000
17	1,2-二氯乙烷	0.0013L	5	0.000
18	三氯乙烯	0.0012L	2.8	0.000
19	甲苯	0.0013L	1200	0.000
20	1,1,2-三氯乙烷	0.0012L	2.8	0.000
21	四氯乙烯	0.0014L	53	0.000
22	氯苯	0.0012L	270	0.000
23	1,1,1,2-四氯乙烷	0.0012L	10	0.000
24	乙苯	0.0012L	28	0.000
25	间二甲苯+对二甲苯	0.0012L	570	0.000
26	邻二甲苯	0.0012L	640	0.000
27	苯乙烯	0.0011L	1290	0.000
28	苯	0.0019L	4	0.000
29	1,1,2,2-四氯乙烷	0.0012L	6.8	0.000
30	1,2,3-三氯丙烷	0.0012L	0.5	0.002
31	1,4-二氯苯	0.0015L	20	0.000
32	1,2-二氯苯	0.0015L	560	0.000
33	萘	0.09L	70	0.001
34	1,2-二氯丙烷	0.0011L	5	0.000
35	硝基苯	0.09L	76	0.001
36	苯胺	0.09L	260	0.000
37	2-氯酚	0.06L	2256	0.000
38	苯并(a)蒽	0.1L	15	0.006
39	苯并(a)芘	0.1L	1.5	0.06
40	苯并(b)荧蒽	0.2L	15	0.01
41	苯并(k)荧蒽	0.1L	151	0.000
42	蒎	0.1L	1293	0.000
43	二苯并(a,h)蒽	0.1L	1.5	0.06
44	茚并(1,2,3-cd)芘	0.1L	15	0.006
45	氯甲烷	0.001L	37	0.000

注：“方法检出限”加标志位“L”表示测定结果低于分析方法检出限

由表 4.3-2 及表 4.3-3 可知，各监测点土壤中各项监测项目监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地土壤污染风险筛选值。

## 4.2.6 生态环境现状调查与评价

### 4.2.6.1 区域生态功能区划

克拉2气田开发调整方案地面工程位于天山南坡中段前山盆地，所在区域行政区划隶属于拜城县，工程分布在中石油塔里木油田克拉2气田内，根据

《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。工程区所在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 4.2-11。

表 4.2-11 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	III 天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	III <sub>3</sub> 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	43. 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作业、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

本工程塔里木油田位于克拉 2 气田，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南部区域，地势北高南低、西低东高，海拔在 1400~1800m 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。区域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。土壤自南向北分别为棕漠土、石质土等。气田开发建设过程中地表建筑物的建设、道路的修建、采气井场的增多、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，工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

#### 4.2.6.2 生态单元划分

工程位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，西距拜城县约 60km，东距库车市约 45km。拟建工程部署各类井 21 口、阀室 13 座、阀池 2 座、扩建克拉 2 中央处

理站 1 座、各类管线 133.87km、道路 22.3km，根据工程的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-12。

表 4.2-12 生态环境现状调查

工程内容		工程范围	占用土地利用类型	占用植被类型	占用土壤类型
井场	新建井	采气井 5 口、注水井 5 口	裸岩石砾地、牧草地	粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	棕漠土、石质土
	改造老井	气举排水井 4 座、电泵排水井 1 座，气井 6 座	工矿用地、裸岩石砾地、牧草地	粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	石质土
阀室	阀室	13 座	裸岩石砾地、牧草地	粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	棕漠土、石质土
	阀池	2 座	裸岩石砾地、牧草地	粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	棕漠土、石质土
站场	处理站	扩建克拉 2 中央处理站	工矿用地、裸岩石砾地	粗糙假木贼、琵琶柴	石质土
道路	井场道路	22.3km	裸岩石砾地、牧草地	粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	棕漠土、石质土
管线	采气管线	2.67km	裸岩石砾地、牧草地、河流	粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	棕漠土、石质土
	气田水转输管线	16.5km		粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	
	气举排水井补气管线	5.2		粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	
	回注水管线	109.5km		粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿	

#### 4.2.6.3 生态系统结构和特征

本工程位于天山南坡中段前山盆地，地势北高南低、西低东高，南北向分布有多条季节性冲沟，海拔在 1400~1800m 之间。

工程区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，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。冬季多为东南风，夏季多为北风、西风，年均风速 1.0m/s。

工程区内土壤类型主要为棕漠土、石质土。自然植被主要是粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程

中的保护重点为工程开发区及外部道路沿线地表植被及野生动物。工程区生态系统类型及结构特征见表 4.2-13。

表 4.2-13 工程区生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
荒漠生态系统	粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等植物	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

#### 4.2.6.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 OLI 影像数据的解读分类，通过地理信息系统软件解译、分类、处理得到工程区域及周边地区的土地利用类型。工程区土地利用现状见图 4.2-3。工程生态评价区土地利用现状见表 4.2-14。

表 4.2-14 生态评价区土地利用现状表

土地利用类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	面积百分比%
牧草地	220.38	73.5
工矿用地	16.79	5.6
裸岩石砾地	62.66	20.9
合计	299.83	100

由表 4.2-14 可见，拟建工程区域内土地利用类型主要为草地（牧草地）、裸岩石砾地；工程区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

#### 4.2.6.5 土壤类型及分布

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，工程分布天山南坡中段前山盆地，工程区土壤类型较为简单，主要以棕漠土、石质土为主。工程区土壤类型见图 4.2-4。

##### (1) 棕漠土

棕漠土属于地带性土壤，在工程区中部分布，地表为残积、坡积的盐屑层所覆盖，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。其剖面如下：

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, 细粒多呈小透镜体状存在, 含少量结核状新生体, 向下过渡明显。

土壤中有有机质含量低, 土壤贫瘠, 地表植被稀疏。

#### (2) 石质土

石质土在本工程区也属于地带性土壤, 主要分布在工程区南北两侧。石质土分布在海拔高度 1600m-2000m 的区域, 是深受母岩岩性影响的初育土, 各种母岩的矿物组成不同, 风化物的性状各异, 直接影响土壤性质也各异, 其所处地形部位多位于山地, 丘陵峻岭陡坡, 坡度一般  $25^{\circ}$  - $50^{\circ}$ , 地面植被稀少, 在植被裸露的情况下, 由于水流和风力等作用, 常引起地面强烈侵蚀, 导致土壤不断砂砾化或石质化。其剖面如下:

0-9cm, 棕褐色, 含大量角砾, 细土部分为粗粒土, 无明显结构, 较紧实, 湿润, 多量植物根系交织, 石灰反应弱。

9-30cm, 初步崩解的大块母岩, 石缝中有少量细土物质和植物根系, 石灰反应强。

### 4.2.6.6 植被现状调查与评价

#### (1) 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准, 拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-15。

表 4.2-15 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被州
(二) 新疆荒漠区 (亚非荒漠区的一部分)	B. 东疆-南疆荒漠亚区 (亚中荒漠亚区的一部分)	天山南坡山地草原省	拜城盆地州

#### (2) 评价区植被类型

评价区高等植被有 27 种, 分属 9 科 (详见表 4.4-16)。根据《国家重点保护野生植物名录》(第一批) 和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》

(第一批), 评价区有保护植物 1 种, 膜果麻黄为自治区 I 级保护植物, 在气田区广泛分布, 属于地区广布种。

表 4.4-16 评价区主要高等植物名录

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

### (3) 重点保护野生植物

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），评价区有保护植物膜果麻黄，为自治区 I 级保护植物。

膜果麻黄，拉丁学名（*Ephedra przewalskii* Stapf）是麻黄科麻黄属植物，灌木，高 50-240 厘米；木质茎明显，茎的上部具多数绿色分枝，小枝节间粗长。叶通常 3 裂并有少数 2 裂混生。球花通常无梗，常多数密集成团状的复穗花序；雄球花淡褐色或褐黄色；雌球花成熟时苞片增大成干燥半透明的薄膜状，淡棕色。种子通常 3 粒，稀 2 粒，包于干燥膜质苞片内，暗褐红色，长卵圆形，顶端细窄成尖突状，表面常有细密纵皱纹。常生长于干燥沙漠地区及干旱

山麓，多砂石的盐碱土上也能生长，在水分稍充足的地区常组成大面积的群落，或与梭梭、怪柳、沙拐枣等旱生植物混生。评价内分布极少，现状调查中未见。

#### (4) 评价区植被盖度

本次植被盖度利用 NDVI 指数进行估算，NDVI 为归一化植被指数，计算公式为： $NDVI=(NIR-R)/(NIR+R)$ ，即近红外波段与红色波段的差值除以两者之和，NDVI 值在-1.0~1.0 之间，根据 ENVI 软件指数模块计算植被指数，植被盖度估算模型为：

$$\text{植被盖度 } fc = (NDVI - NDVI_{\text{soil}}) / (NDVI_{\text{veg}} - NDVI_{\text{soil}})$$

式中：fc——为植被盖度；

NDVI<sub>soil</sub>——为裸土或无植被覆盖区域的 NDVI 值，即无植被像元的 NDVI 值，本次依据评价范围内影像特征取-1；

NDVI<sub>veg</sub>——为代表完全被植被所覆盖的像元的 NDVI 值，即纯植被像元的 NDVI 值。

本次取评价区域影像中的 NDVI 最大值 1，评价范围内植被盖度统计分布见表 4.2-17，项目评价范围植被盖度在 0~0.3 之间，且高度集中于 0.1~0.2，说明评价区植被盖度较低，植被盖度较高的区域主要为草地。

表 4.2-17 评价区域内植被盖度表

NDVI	hm <sup>2</sup>	%
0	67.76	22.6
0-0.1	115.44	38.5
0.1-0.2	105.24	35.1
0.2-0.3	11.39	3.8
合计	299.83	100

#### (5) 植被多样性调查

工程区位于天山南坡中段前山盆地，地势北高南低，区内有较多冲沟，属于水土流失敏感生态功能区。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等。除克拉 2 中央处理站及其周边区域外，基本无人工栽培植物。

现场调查时分别在拟建工程区的东、中、西部的粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿群系进行了样方调查，样方的大小为 10×10m<sup>2</sup>，共计 8 个样方。植物群落样方调查结果见表 4.2-18。项目区的植被类型及分布见图 4.2-5。

表 4.2-18 样方调查表

序号	位置	植物种	数量 (棵/株)	覆盖度 (%)	平均高 度(cm)	平均冠 幅(cm)	样方面积 (m <sup>2</sup> )
1	克拉2中 央处理站 周边	粗糙假木贼	16	10	20	40	10×10
		琵琶柴	22	5	25	35	
		新疆绢蒿	35	15	30	10	
2	拟钻克拉 2-H20	粗糙假木贼	18	8	25	35	10×10
		琵琶柴	26	5	15	25	
		新疆绢蒿	40	15	35	15	
3	克拉2- J204外 10m	粗糙假木贼	22	10	20	34	10×10
		琵琶柴	36	10	10	30	
		新疆绢蒿	15	15	30	10	
4	克拉203 外10m	粗糙假木贼	18	8	20	40	10×10
		琵琶柴	35	15	25	30	
		新疆绢蒿	50	15	30	10	
5	拟建克拉 212W	新疆绢蒿	45	20	30	12	10×10
		琵琶柴	30	10	20	35	
6	拟建克拉 3-1W井	新疆绢蒿	35	15	25	8	10×10
7	拟建克拉 3-4W井	新疆绢蒿	32	10	28	10	10×10
8	拟建管线 区域	粗糙假木贼	16	10	25	35	10×10
		琵琶柴	25	10	20	25	
		新疆绢蒿	40	20	30	15	

由植物样方调查以及现场踏勘，评价区共出现各类植物物种3种。其中广泛分布的种类是琵琶柴、新疆绢蒿，其他植物物种在样方中基本呈均匀分布，属多度小频率也小的类型。

#### (6) 植被利用现状评价

评价区属于棕漠质温性荒漠亚类草场，植被主要由盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组组成，下层混生有多年生和一年生草本植物。据调查，该区域草场为四季放牧场。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》标准，结合实地调查，评价区约有55%的区域属于三等5级草场，主要分布在克孜尔河东部；15%的区域属于四等6级草场，主要分布在工程区南部区域，10%的区域为四等8级草场，主要分布在项目区西部及北部。植被覆盖度低于5%的非草场，占整个评价区20%。

#### 4.2.6.7 野生动物资源现状调查与评价

##### (1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。

## (2) 野生动物栖息生境类型

拟建工程区域地处天山南坡中段前山盆地，地势北高南低、东高西低。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境可分为以下 3 种类型：

①西部戈壁区：主要分布于工程区西部，基本以裸岩石砾地为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，该区域植被稀疏，野生动物生存条件相对较差；

②中部河流区：主要分布于工程区中部，临近克孜尔河及周边大小冲沟，水源条件相对较好，分布有粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等植被，为野生动物提供了水源来源及栖息场所。

③东部半灌木荒漠区：主要以盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组为主，植被覆盖度相对较好，为野生动物提供了良好的栖息场所和食物来源。

## (3) 野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，工程区各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-19。

表 4.2-19 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

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	<i>Bufo viridis</i>		++
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++
鸟类	19 种		
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>	W	+
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrhates paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±
小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>	B	±

树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	+
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+
哺乳类	7 种		
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—	++
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>	—	±
赤狐	<i>Vulpes vulpes</i>	—	±

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环保局等单位，该区域共有国家和自治区保护动物 6 种。区域保护动物见表 4.4-20。

表 4.4-20 区域重点保护动物

物种	保护级别	区域分布情况	生活习性
鹅喉羚 ( <i>Gazella subgutturosa</i> )	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活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 $0.51 \pm 0.11$ 只/km <sup>2</sup>	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，从晨昏至午夜不断采食。
赤狐 ( <i>Vulpes vulpes</i> )	新疆 I 级	多在山坡活动，经常栖息在大石缝或山沟里，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 ( <i>Milvus korschun</i> )	国家 II 级	多见于山区、城郊及居民点附近。天气晴朗时，常见其在天空翱翔。国内分布几遍及各地，终年留居。在工程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 ( <i>Accipiter gentiles</i> )	国家 II 级	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。在工程区北部的山区森林中及南部的农田绿洲林木生长区有分布。	除迁徙期间外，很少在空中翱翔，多隐蔽在森林中树枝间窥视猎物，一旦发现森林中的鼠类、野兔、雉类、鸠鸽类和其他中小形鸟类的猎物，则迅速俯冲，呈直线追击，用利爪抓捕猎物。
红隼 ( <i>Falco</i> )	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	以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳

<i>tinnunculus</i> )		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，在工程区北部的山区及南部的农田绿洲区有分布。	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 ( <i>Buteo buteo</i> )		主要栖息于山地森林和林缘地带，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。性机警，视觉敏锐。

由于本工程区北接天山山区，南接绿洲盆地，有较好的植被和食物来源，现场勘查时偶尔可预见鹅喉羚、鸢、红隼等保护动物，但由于本工程区地处干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。

#### 4.2.6.8 生态系统稳定性与完整性评价

采用景观生态学方法对生态系统的完整性进行评价。对生态完整性维护现状的调查与评价的主要评价指标为生态系统（植被）的第一净生产力和稳定性分析。工程区内的生态系统为荒漠生态系统，以粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿为主。

##### (1) 生态系统生产力评价

生产力背景值是评价区内某一植被类型生产力的现状值。现根据实地考察的结果和奥德姆于 1959 年对地球上各个生态系统净生产力的划分结果，估算出评价区域内生态系统的净第一性生产力较低。依此衡量，评价区域内生态系统本底的生产力处于较低水平，受到外来影响和破坏后的恢复能力不强。同时评价区内植被相对单一，景观异质度低，对内外干扰的抗阻能力也较弱，且自然生态体系非常脆弱。

##### (2) 生态系统的稳定性评价

对于生态系统的稳定性评价采用景观生态学法来进行评价，这一方法是通过研究某一区域、一定时段内的生态系统类群的格局、特点、综合资源状况等自然规律，以及人为干预下的演替趋势，揭示人类活动在改变生物与环境方面的作用，不仅可以对生态系统进行空间结构分析，也可以对其功能与稳定性进行分析。景观生态法中常用到的指标优势度值 (Do)，优势度值由密度 (Rd)、频率 (Rf) 和景观比例 (Lp) 三个参数计算得到，其数学表达式如下：

$$Rd = (\text{斑块 } i \text{ 的数目} / \text{斑块总数}) \times 100\%$$

$$Rf = (\text{斑块 } i \text{ 出现的样方数} / \text{总样方数}) \times 100\%$$

$$Lp = (\text{斑块 } i \text{ 的面积} / \text{样地总面积}) \times 100\%$$

$$Do = 0.5 \times [0.5 \times (Rd + Rf) + Lp] \times 100\%$$

根据利用 GIS 软件统计的生态系统各组分的相关信息如下表 4.2-21 所示：

表 4.2-21 项目区景观生态法计算结果

土地利用类型	斑块数	面积 (km <sup>2</sup> )	Rd	Rf	Lp	Do
牧草地	12	209.36	50	80	26	39
城镇村及工矿用地	4	18.45	17	0.00	2	5
裸岩石砾地	6	66.52	25	20	8	13
水域	2	5.05	8	0.00	1	2
合计	24	299.83	/			

从统计计算的结果可以看到，工程区自然组分包括 4 类，生态系统稳定性分析如下：

#### ①生物恢复力分析：

生态系统中牧草地的恢复能力较强，在生态系统中属于强或高亚稳定性元素，其优势度值约为 55，裸岩石砾地的优势度值为 30，生物恢复能力以牧草地占主导，局部地区的恢复能力仍然较弱。

#### ②异质性分析：

通过统计数据可知，工程区基质为牧草地，牧草地的异质化程度较高，受外界条件影响，比较容易发生类型转变，也可以由其他类型转变为牧草地，因此比较容易维护牧草地的基质地位，可以增强区域内生态系统的稳定性。

#### ③种群源的持久性和可达性分析：

工程区生活有多种动植物，物种能够持续保持能量流、养分流，对于景观物种来说，牧草地、裸岩石砾地占主导，受外界较大扰动，两者之间可以相互转化，即可以由一种景观迁移至另一种景观，区域的景观共生性较强。因此，对于生态系统稳定系来说也是比较有力的。

#### ④景观组织的开放性分析：

工程区景观与周边景观或生态系统交流畅通，系统内部的物质和能量流动时刻进行，工程区所在的生态系统开放性较强，可以增强生态系统的抵抗力和恢复力，是生态系统能够保持一定的稳定性水平。

综合以上分析，工程区生态系统稳定性维持在一定水平，工程实施给生态系统带来的影响不大，生态系统稳定性较强。



#### 4.2.6.9 区域环境敏感目标调查及评价

本工程位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，主要生态服务功能为天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游，主要生态环境问题为水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏，主要保护目标为保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施。本工程所在区域自然植被主要为粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组植被，地表形态主要呈北高南低、东高西低，区域无保护文物古迹。工程主要包括井场、站场、管线、道路等内容，其中新建管线穿越克孜尔河。

克孜尔河为木扎提河支流。在拜城县东部。旧译黑孜河。维吾尔语，意为“红水河”。因上游有红色页岩，汛期水呈红色。源于南天山(帖尔斯克山段)南坡克孜勒盆地(旧称黑英山盆地)，河源由众多支流组成，由西向东有琼果勒、博孜克日格、阿勒吞阔什等河名。汇流后称克孜尔河，南流至克孜尔千佛洞汇入木扎提河。黑孜水文站以上河长101公里，集水面积3342平方公里，年径流量3.1亿立方米。沿河已建水库1座，有引水干渠4条，灌溉面积6700公顷。根据《中国新疆水环境功能区划》，克孜尔河全河段为II类水体，现状使用功能为饮用、农业，功能区类型为饮用水水源保护区，水质目标为II类。本工程与克孜尔河的位置关系见土地利用现状图。

#### 4.2.6.10 小结

克拉2气田开发调整方案地面工程地处天山南坡中段前山盆地。根据现场和资料收集，工程区新建管线跨越克孜尔河，该河功能区类型为饮用水水源保护区，此外本工程不涉及自然保护区、风景名胜区等其他敏感目标，主要生态敏感目标为克孜尔河及工程区内的动植物。工程区域主要以荒漠生态系统为主，根据《新疆生态功能区划》，工程区处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，区域内植被以粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，植被覆盖度小，分布均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生态系统脆弱。工程区生态系统稳定性维持在一定水平。

## 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  $\text{SO}_2$  及  $\text{NO}_x$  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 噪声源及影响分析

#### (1) 施工噪声影响分析

##### ① 施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、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：

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

式中： $L_r$ ——距声源  $r$  处的 A 声压级，dB(A)；

$L_{r_0}$ ——距声源  $r_0$  处的 A 声压级，dB(A)；

$r$  ——预测点与声源的距离，m；

$r_0$ ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-3。

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	—	—	—	
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 钻井泥浆岩屑

本工程共产生钻井泥浆 8267.3m<sup>3</sup>，其中非磺化水基泥浆为 5008.2m<sup>3</sup>，磺化水基泥浆为 2766.55m<sup>3</sup>，油基泥浆为 492.55m<sup>3</sup>。岩屑总产生量为 12216.82m<sup>3</sup>。

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。

##### ② 生活垃圾

本工程新钻 10 口井共计产生生活垃圾 69.85t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场。

##### ③ 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 5t/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。

### 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”要求。膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。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。

#### (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) 钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程部署 10 口井，钻井废水产生量为 2.26 万 m<sup>3</sup>，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

### (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 10 口，生活污水共计产生量为 1117.6m<sup>3</sup>，排入生活污水罐暂存，定期拉运至克拉 2 气田生活基地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，排入生活污水罐暂存，定期拉运至克拉 2 气田生活基地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，且与克孜尔河无直接水力联系，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 拟建工程与区域生态功能区划的符合性

克拉 2 气田开发调整方案地面工程的评价内容包括钻井工程、地面集输及站场改造工程、道路工程、采出水回注工程等。克拉 2 气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。根据《全国生态功能区划》，工程区属于生态调节功能区，防风固沙功能区，塔里木盆地北部荒漠、绿洲防风固沙三级功能区。根据《新疆生态功能区划》，克拉 2 气田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。

该区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，该区域主要生态服务功能为天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游，主要生态环境问题为水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏。在工程建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失，规范管理，降低气田开发对环境造成污染与植被破坏。据此，拟建工程在保证评价区生态服务功能不发生变化的情况下，与上述的生态功能区划相一致。

#### 5.1.5.2 施工期生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中对生态环境影响的特点。

(1) 克拉 2 气田开发调整方案地面工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程施工范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如管线、道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物

等)产生影响的同时,也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3)影响方式主要发生在施工期,施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下,工程施工对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表5.1-1 施工期对生态环境的影响

工程阶段		施工期
影响分析	影响程度	重
	影响特征	部分可逆
	影响时间	中、短期
	影响范围	大、固定

### 5.1.5.3 占地影响分析

本工程占地主要包括水平采气井5口,配套采气支线阀室5座,气举排水井4口,电泵排水井1口,配套输水阀室3座,改造老井5座,扩建克拉2中央处理站1座,回注直井5口,配套新建阀池5座,低点泄压阀池2座,改造克深602注水井场1座,新建采气管线2.67km;新建气田水转输管线16.5km;新建气举排水井补气管线5.2km;新建回注水管线109.5km;新建通信光缆96.8km;新建10kV电力线路33.7km,35kV电力线路18km;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18km。工程占地分永久占地和临时占地;占地类型主要为牧草地、裸岩石砾地和克孜尔河,植被盖度5%-20%。

本项目永久占地 2.27hm<sup>2</sup>、临时占地 222.7hm<sup>2</sup>。施工结束后,永久占地被永久性构筑物代替,这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变,永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构筑物长期取代;临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生,也不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油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。

### 5.1.5.4 对土壤环境影响

本工程所在区域土壤类型主要为棕漠土、石质土等。

#### (1) 钻井影响

本工程新钻 10 口井，其中 5 口水平采气井、5 口回注直井。钻井作业产生的固体废弃物主要为废弃泥浆、岩屑、生活垃圾、机械设备废油和含油废弃物等。

经工程分析，本工程 5 口水平采气井共产生钻井泥浆 841.04m<sup>3</sup>，其中非磺化水基泥浆为 500.82m<sup>3</sup>，磺化水基泥浆为 241.71m<sup>3</sup>，油基泥浆为 98.51m<sup>3</sup>；5 口回注直井共产生钻井泥浆 8267.3m<sup>3</sup>，其中非磺化水基泥浆为 5008.2m<sup>3</sup>，磺化水基泥浆为 2766.55m<sup>3</sup>，油基泥浆为 492.55m<sup>3</sup>；10 口井合计排放的岩屑量为 12216.82m<sup>3</sup>。针对以上固体废物，本工程采取“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，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。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，不会对土壤环境产生明显影响。

本工程新钻井 10 口，废润滑油量产生量为 5t，建设单位委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理；整个钻井过程生活垃圾共计 69.85t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场，确保工程产生的危险废物及生活垃圾等物质对土壤环境的影响最小；

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、岩屑、生活垃圾、机械设备废油和含油废弃物等进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

#### (2) 线性工程占地对土壤环境的影响

本工程新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；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 18km。主要土壤类型是棕漠土、石质土等，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、紧实度、物理性质等。

### (3) 对土壤结构和质地影响

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

### (4) 对土壤密实度的影响

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

### (4) 固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤产生一定的影响，若固体废物残留于土壤中，这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长时期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

### (5) 对土壤物理性质的影响

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

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

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

#### 5.1.5.5 对植被的影响分析

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

克拉2气田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被分布在空间上呈现出地带性分异，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

##### (1) 占地

由影响因素分析和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，井场建设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

工程区主要为天山南坡中段前山盆地荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组为主，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 2.34hm<sup>2</sup>，临时占地 297.49hm<sup>2</sup>，本工程井场、站场、管线、电力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<sub>i</sub>——占地面积，hm<sup>2</sup>；W<sub>i</sub>——单位面积生物量，t/hm<sup>2</sup>。

本工程井场、站场、管线、电力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5-20%，平均生物量0.75t/hm<sup>2</sup>，将造成1.76t永久植

被损失和 223.12t 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钻井废水以及管线工程、道路工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，其中钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；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；生活污水进入污水罐，定期拉运至克拉 2 气田生活基地生活污水处理系统处理，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。

#### 5.1.5.6 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。

#### 5.1.5.7 对克孜尔河的影响分析

根据工程分析，本工程管道沿途穿越克孜尔河 1 次，工程对克孜尔河的影响主要来自管道穿越河流施工过程。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）II 类标准。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  $>0.5\text{m}$ ，套管长度超出渠边界 3m。共计穿越克孜尔河，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。穿越段采用套管保护，套管规格  $D356\times 8$ ，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。

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。

##### （1）穿越可行性分析

由于克孜尔河 6 月~8 月洪水期水量占全年水量的一半以上，枯水期水位浅，枯水最大水深不足 2m，其流速不大于 2.8m/s，河床无推移质底砂运动，具备较好的成沟条件，可以选择在枯水期采用大开挖穿越方式，利于排水、开挖施工；穿越区除河流、堤岸外，地形较平坦，地貌属冲积平原，地层结构稳定；两岸有宽阔的施工组焊场地，大开挖施工条件较理想；大开挖穿越施工工艺相对简单成熟；管道后期不需进行特殊维护。因此克孜尔河采用大开挖方式穿越可行。

##### （2）大开挖对克孜尔河产生的影响



### 1) 对水质的影响

本工程管线大开挖对克孜尔河水质产生的影响主要是使河水中泥沙含量显著增加,但这种影响是局部的,在河水流过一段距离后,由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况,施工过后,原有河床形态得到恢复,不会对水体功能和水质产生明显影响;管道开挖过程中,施工物料如堆放管理不严,受雨水冲刷进入附近水体,也会对水质造成影响,加强对施工队伍的管理可以减轻对河流水质的影响。

### 2) 对河流水文情势的影响

本工程管线大开挖对克孜尔河河流水文情势产生的影响主要是挖出的土石如未能及时回填会阻塞河道,改变河流水情,影响下游用水,所以河流开挖应选择枯水期,此时河水流量较小,同时对有水河道采用围堰导流的施工方式,这就大大减低了对水文情势的影响。

### 3) 对河道的影响

本工程管线大开挖对克孜尔河河道产生的影响主要是在河道内进行开挖作业会对河床造成暂时性破坏,同时施工废料和多余的土石方可能会阻塞河道,开挖深度一般在设计冲刷线以下1.5m,待施工完成后,经覆土复原,采用河床稳固措施后,对河床影响很小。

综上,在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423—2007)设计及施工,合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下,可大大减少对克孜尔河的影响。

## 5.1.5.8 生态环境影响减缓措施

### (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 and 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。

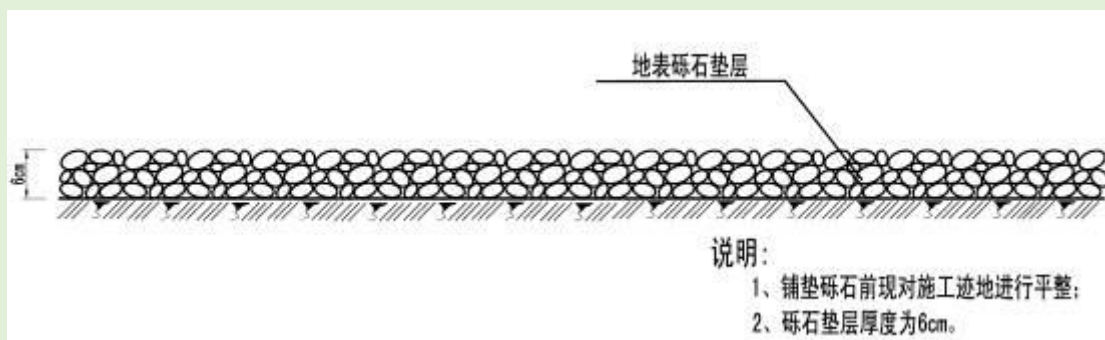


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

## (2) 管线及道路施工生态保护工程措施

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

②穿越克孜尔河施工时，应选择枯水季节或者非雨季施工，避免影响行洪围堰导流施工时应考虑上下游之间的水力联系，确保工程建设不阻隔湿地水分迁移输送。

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。

⑩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。

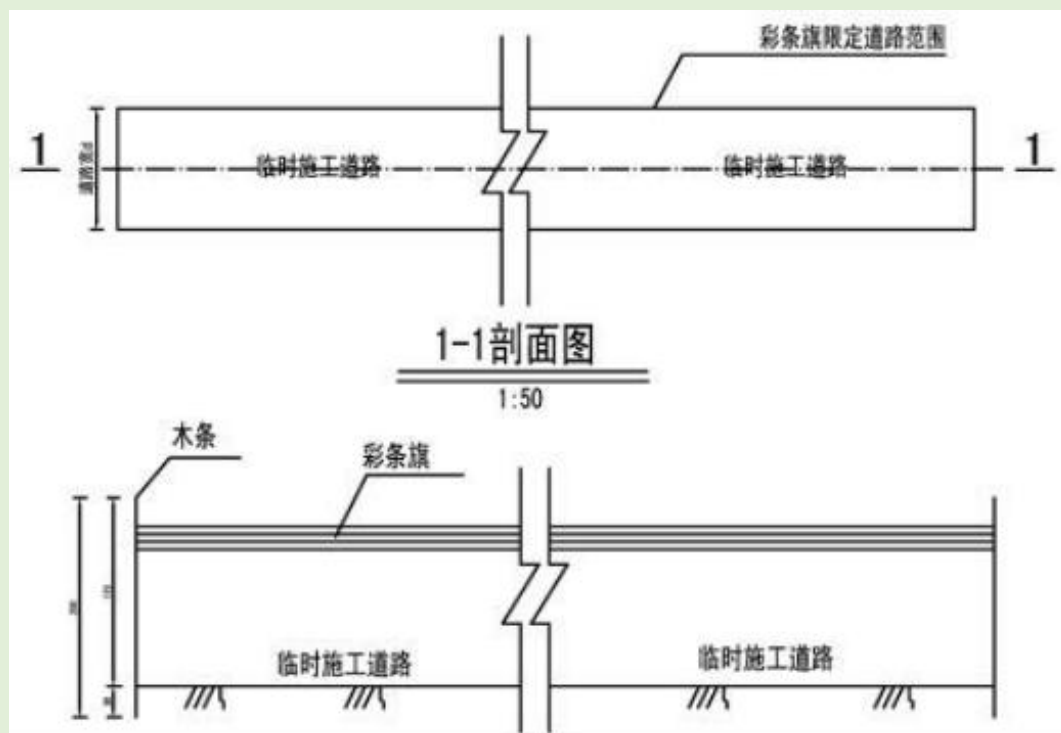


图 5.1-2 彩条旗拦挡典型设计图

### 5.1.5.9 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水土流失重点治理区范围内，具体工程量为：水平采气井 5 口，配套采气支线阀室 5 座，气举排水井 4 口，电泵排水井 1 口，配套输水阀室 3 座，改造老井 5 座，扩建克拉 2 中央处理站 1 座，回注直井 5 口，配套新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座，改造克深 602 注水井场 1 座，新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；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 18km，可能造成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。本工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，工程建设过程中对原地貌的扰动大大降低了工程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，遇暴雨天气易产生严重的水土流失。

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本工程沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧工程区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压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。由于井场工程、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

根据工程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。

### 5.1.5.10 防沙治沙分析及措施

#### (1) 工程背景说明

1) 工程名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本工程性质属于改扩建项目，总投资 58611 万元。建设内容包括：新部署水平采气井 5 口（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21），总进尺  $2.141 \times 10^4$ m，配套新建采气支线阀室 5 座，新增天然气产能规模为  $600 \times 10^4$ m<sup>3</sup>/d；新建 4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 1 口电泵排水井（克拉 2-J204），配套新建输水阀室 3 座，排水量为 1500m<sup>3</sup>/d；改造老井 5 座（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603）；克拉 2 中央处理站扩建 6000m<sup>3</sup>/d 的采出水处理系统；新部署回注直井 5 口（克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 212W），总进尺  $2 \times 10^4$ m，配套新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座，回注量为 2800m<sup>3</sup>/d；改造克深 602 注水井场；对克拉 2 中央处理站 15 年以上容器评估、监测、更换，以及对地面已建系统进行分析改造；新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；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 18km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

## 2) 工程区地理位置、范围和面积

本工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克拉 2 区块。工程总占地 299.83hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为 2.34hm<sup>2</sup>、临时占地 297.49hm<sup>2</sup>，占区域无沙地，评价范围内也无沙化封禁保护区。工程平面布置情况见图 3.4-1。

## 3) 工程区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本工程所在区域地处于天山南坡中段前山盆地，工程区以北为南天山地槽褶皱带，以南为秋立塔克弧型构造带。工程区主要植被为粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组植被。所在区域河流主要为克孜尔河及大小冲沟，本工程累计穿越冲刷水渠共计 8 处，总计穿越距离 80m，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，穿越距离 300m。工程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<sup>3</sup>/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  $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$  或  $\text{SO}_4\text{-Cl-K-Na-Ca}$  型水。

#### 4) 工程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 246779.80 $\text{hm}^2$ ，可治理面积 2238.2 $\text{hm}^2$ ，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  $\text{hm}^2$ ，其中：人工造林面积累计 8.77 万  $\text{hm}^2$ ，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万  $\text{hm}^2$ 。

#### (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

本工程总占地 299.83 $\text{hm}^2$ ，其中永久占地面积为 2.34 $\text{hm}^2$ 、临时占地 297.49 $\text{hm}^2$ ，其中裸岩石砾地等荒漠化土地面积为 62.66 $\text{hm}^2$ ，占总占地面积的 20.9%。

##### 2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本工程井场平整、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。

工程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，由于工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若工程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工矿用地、裸岩石砾地、牧草地，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

工程施工期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工程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。

### (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)

本工程占地主要为工矿用地、裸岩石砾地、牧草地，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。

#### (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。本工程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邀请各级自然资源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

本工程防沙治沙措施投资 40 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

本工程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 运营期环境影响评价

### 5.2.1 运营期大气环境影响评价

#### 5.2.1.1 区域地面污染气象特征分析

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）的规定“对于各级评价项目，均应调查评价范围内 20 年以上的主要气候统计资料。”本工程位于拜城县境内。为此，本次评价以拜城气象站近 30 年的气象数据为依据，分析本工程所在区域的气象特征，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》

（HJ2.2-2008）中的要求。主要包括风速、风向、温度等。

#### （1）温度

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

表 5.2-1 近 30 年各月平均温度月变化统计表

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

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

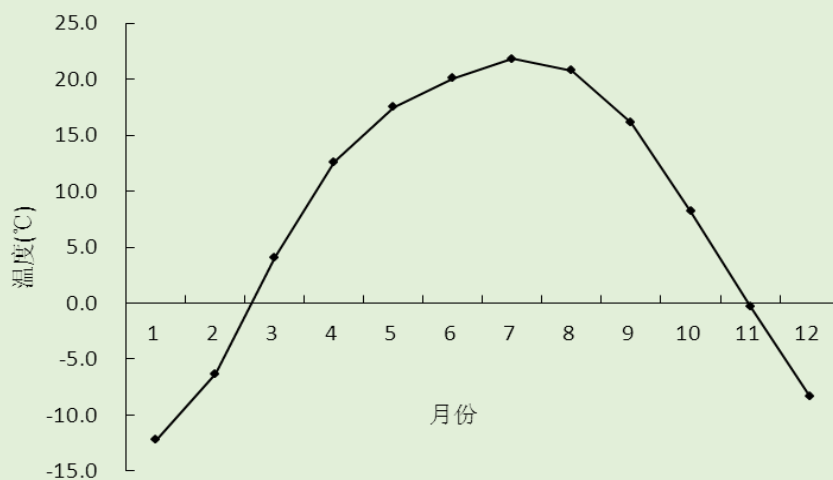


图 5.2-1 近 30 年各月平均温度变化曲线图

(2) 风速

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

表 5.2-2 近 30 年各月平均风速变化统计表

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

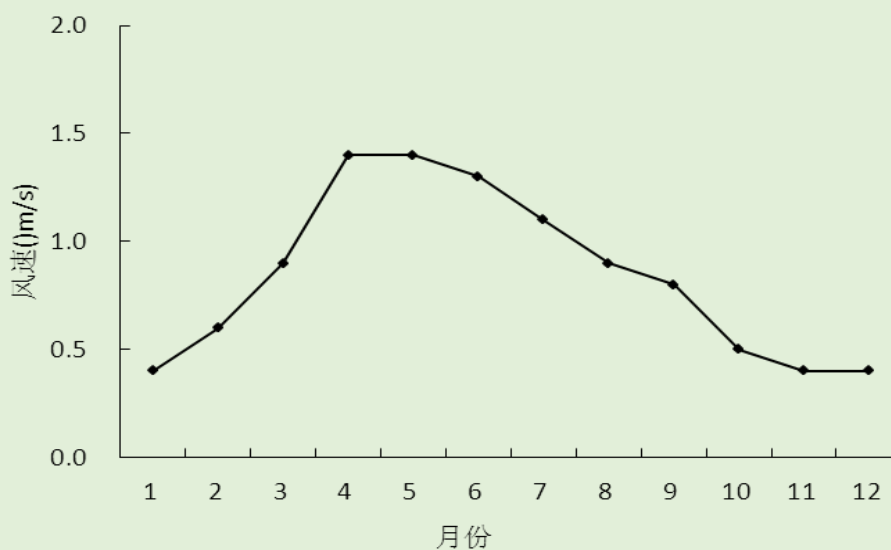


图 5.2-2 近 30 年各月平均风速变化曲线图

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

(3) 风向、风频

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

表 5.2-3 近 30 年不同风向对应频率统计一览表

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

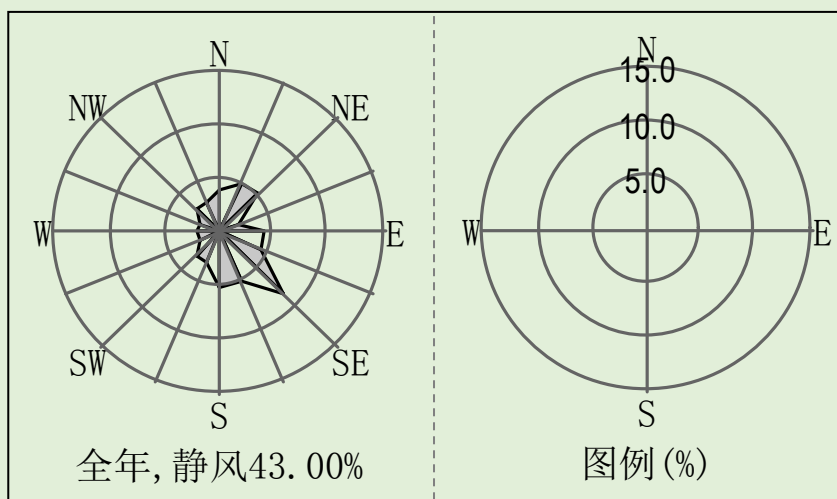


图 5.2-3 近 30 年风频玫瑰图

由表 5.2-3 及图 5.2-3 析可知，近 30 年资料统计结果表明，该地区多年 SE 风向的平均风频最大，其次是 NNE、NE、SSE、S 风向，该区域任何连续三个风向角风频之和均小于 30%，因此气象资料统计结果显示该地区主导无主导风向。

### 5.2.1.2 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 5.2-4。

表 5.2-4 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/°C		41.2
3	最低环境温度/°C		-28.7
4	土地利用类型		荒漠

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	R 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	£是 R 否
		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 5.2-5 及 5.2-6。

表 5.2-5 主要废气污染源参数一览表(点源)

污染源名称	排气筒底部中心坐标(°)			排气筒参数				污染物排放速率(kg/h)			
	经度	纬度	海拔高度	高度(m)	内径(m)	温度(°C)	流速(m/s)	Hg	H <sub>2</sub> S	NH <sub>3</sub>	NMHC
污水处理系统有组织排气筒	82.502726	41.968107	1428	15.0	0.20	25.00	6.80	0.000012	0.0015	0.0210	0.2500

表 5.2-6 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(KL2-H17井为代表)	82.541792	41.973307	1431	6	6	0	6	8760	非甲烷总烃	0.000325

表 5.2-7 P<sub>max</sub> 及 D<sub>10%</sub>预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准(μg/m <sup>3</sup> )	C <sub>max</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> (%)	D <sub>10%</sub> (m)
污水处理系统	NMHC	2000.0	36.4270	1.82	/
污水处理系统	Hg 及其化合物	0.3	0.0017	0.58	/
污水处理系统	NH <sub>3</sub>	200.0	3.0599	1.53	/
污水处理系统	H <sub>2</sub> S	10.0	0.2186	2.19	/

由表 5.2-7 可知，项目废气中有组织 NMHC 最大落地浓度为 36.4270μg/m<sup>3</sup>、占标率为 1.82%；Hg 及其化合物最大落地浓度为 0.0017μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.58%；NH<sub>3</sub> 最大落地浓度为 3.0599μg/m<sup>3</sup>、占标率为 1.53%，H<sub>2</sub>S 最大落地浓度为 0.2186μg/m<sup>3</sup>、占标率为 2.19%，D<sub>10%</sub>均未出现。

## 5.2.1.3 废气源对厂界四周贡献浓度

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 5.2-8。

表 5.2-8 站场四周边界浓度计算结果一览表 单位:  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 

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	1.33
		南场界	1.17
		西场界	1.13
		北场界	1.10

由表 5.2-8 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  $1.10\sim 1.33\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,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 大气环境保护距离

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

#### 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 5.2-9。

表 5.2-9 大气污染物有组织排放量核算表

废气量 ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ )	污染物	产生情况		处理效率	排放情况		
		kg/h	t/a		$\text{mg}/\text{m}^3$	kg/h	t/a
3000	非甲烷总烃	1.25	9.9	去除效率 80%	83.3	0.25	1.98
3000	汞及其化合物	$6\times 10^{-5}$	$4.8\times 10^{-4}$	去除效率 80%	0.004	$1.2\times 10^{-5}$	$9.5\times 10^{-5}$
3000	氨	0.035	0.28	去除效率 40%	7	0.021	0.168
	硫化氢	0.0025	0.02		0.5	0.0015	0.012

##### (2) 无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气污染物无组织排放量核算表

设备类型		排放系数 ( $\text{kg}/\text{h}/\text{排放源}$ )	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单座采气井场 (5 座)	阀门	0.064	9	0.08
	法兰	0.085	9	0.1
单座气举排水井场 (4 座)	气液分离器	0.073	1	0.008
	往复式压缩机	0.073	1	0.008
	阀门	0.064	17	0.11
	法兰	0.085	17	0.15
单座电泵排水井场 (1 座)	阀门	0.064	10	0.02
	法兰	0.085	10	0.02

单座注水井场 (5 座)	喂水泵	0.074	1	0.01
	注水泵	0.074	1	0.01
	阀门	0.064	52	0.44
	法兰	0.085	52	0.58
单座支线阀室 (4 座)	阀门	0.064	1	0.007
	法兰	0.085	1	0.009
合建支线阀室 (1 座)	阀门	0.064	2	0.003
	法兰	0.085	2	0.004
单座输水阀室 (3 座)	阀门	0.064	1	0.005
	法兰	0.085	1	0.007
克拉 2 中央处理站	液液分离器	0.073	2	0.004
供水阀池 0	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 1	阀门	0.064	5	0.008
	法兰	0.085	5	0.011
阀池 2	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 3	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 6	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
阀池 7	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
单座低点泄压池 (2 座)	阀门	0.064	3	0.005
	法兰	0.085	3	0.007
合计				1.666

### 5.2.1.6 预测结果

本工程无组织废气 NMHC 的落地浓度和占标率详见表 5.2-11。

表 5.2-11 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	污水处理系统							
	NMHC 浓度 (µg/m³)	NMHC 占标率 (%)	Hg 浓度 (µg/m³)	Hg 占标率 (%)	NH <sub>3</sub> 浓度 (µg/m³)	NH <sub>3</sub> 占标率 (%)	H <sub>2</sub> S 浓度 (µg/m³)	H <sub>2</sub> S 占标率 (%)
10.0	11.0810	0.55	0.0005	0.18	0.9308	0.47	0.0665	0.66
20.0	18.3150	0.92	0.0009	0.29	1.5385	0.77	0.1099	1.10
30.0	29.3640	1.47	0.0014	0.47	2.4666	1.23	0.1762	1.76
40.0	31.0900	1.55	0.0015	0.50	2.6116	1.31	0.1865	1.87
50.0	36.4270	1.82	0.0017	0.58	3.0599	1.53	0.2186	2.19
75.0	28.6320	1.43	0.0014	0.46	2.4051	1.20	0.1718	1.72
100.0	25.2750	1.26	0.0012	0.40	2.1231	1.06	0.1517	1.52
200.0	27.4720	1.37	0.0013	0.44	2.3076	1.15	0.1777	1.78
300.0	28.3880	1.42	0.0014	0.45	2.3846	1.19	0.1793	1.79
400.0	30.3610	1.52	0.0015	0.49	2.5503	1.28	0.1724	1.72
500.0	29.3640	1.47	0.0014	0.47	2.4666	1.23	0.1648	1.65
600.0	18.3150	0.92	0.0009	0.29	1.5385	0.77	0.1703	1.70
700.0	17.3780	0.87	0.0008	0.28	1.4598	0.73	0.1624	1.62

800.0	27.2340	1.36	0.0013	0.44	2.2877	1.14	0.1348	1.35
900.0	27.1510	1.36	0.0013	0.43	2.2807	1.14	0.0803	0.80
1000.0	14.8170	0.74	0.0007	0.24	1.2446	0.62	0.0795	0.79
2000.0	13.2480	0.66	0.0006	0.21	1.1128	0.56	0.0778	0.78
3000.0	7.0463	0.35	0.0003	0.11	0.5919	0.30	0.0761	0.76
3500.0	6.1478	0.31	0.0003	0.10	0.5164	0.26	0.0780	0.78
4000.0	5.1740	0.26	0.0002	0.08	0.4346	0.22	0.0459	0.46
4500.0	3.8976	0.19	0.0002	0.06	0.3274	0.16	0.0388	0.39
5000.0	3.6885	0.18	0.0002	0.06	0.3098	0.15	0.0221	0.22
下风向最大浓度	36.4270	1.82	0.0017	0.58	3.0599	1.53	0.2186	2.19
下风向最大浓度出现距离	50							
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/		

### 5.2.1.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃（NMHC）、汞及其化合物、硫化氢、氨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。

### 5.2.1.8 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 5.2-12。

表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级R			三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (PM <sub>2.5</sub> 、PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ) 其他污染物 (NMHC、汞及其化合物、硫化氢、氨)					包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不含二次PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准R		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2020) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据R		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源R			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他R
	预测范围	边长≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (NMHC、汞及其化合物、硫化					包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/>	

		氢、氨)		不包括二次PM <sub>2.5</sub> R	
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤100%R		C <sub>本项目</sub> 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>
		二类区	C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.5) h	C <sub>本项目</sub> 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C <sub>非正常</sub> 占标率>100% <input checked="" type="checkbox"/>
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C <sub>叠加</sub> 达标 <input type="checkbox"/>		C <sub>叠加</sub> 不达标 <input type="checkbox"/>	
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% <input type="checkbox"/>		k>-20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(NMHC、汞及其化合物、硫化氢、氨)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：( )		监测点位数 ( )	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>		不可以接受 <input type="checkbox"/>	
	大气环境保护距离	距 ( ) 厂界最远 ( ) m			
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> : /t/a	NO <sub>x</sub> :/t/a	颗粒物:/t/a	VOC <sub>s</sub> : 1.67t/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克拉2中央处理站，克拉2中央处理厂现有生产废水处理装置设计处理规模为500m<sup>3</sup>/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，以去除废水中的油污及悬浮物。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。

为满足克拉苏气田远期新增采出水处理需求，克拉2处理站本次新建6000m<sup>3</sup>/d采出水处理装置，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。污水处理控制水质指标见表5.2-13。



表 5.2-13 克拉2天然气处理厂污水处理控制指标

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

待 6000m<sup>3</sup>/d 采出水处理装置建成后, 克拉2天然气处理厂水处理系统总处理规模可达 6500m<sup>3</sup>/d, 目前克拉2天然气处理厂水处理系统实际处理水量为 300m<sup>3</sup>/d 左右。本工程采出水量约为 1520m<sup>3</sup>/d, 克拉2污水处理系统同步投入运行, 采出水经污水处理系统处理后全部回注, 处理设施的处理能力可以满足本次工程的依托需求。

表 5.2-14 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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ; 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ; 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 重要湿地 <input type="checkbox"/> ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ; 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 <input type="checkbox"/> ; 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 水位(水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型
	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级A <input type="checkbox"/> ; 三级B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>

## 5.2.3 地下水环境影响评价

### 5.2.3.1 区域水文地质条件

#### (1) 地下水赋存条件

区域地处拜城盆地, 拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地, 基底为古近系-新近系, 盆地内充填了巨厚的第四系沉积物, 为地下水的储存、运移提供了良好的空间, 其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。

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

散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位埋深急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80 多 m。

由喀布斯朗河、台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜平原具有干旱一半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了本区地下水的形成、埋藏与分布。

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

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

## (2) 地下水埋藏及分布规律

由于盆地内河流较多，木扎提河在本区内纵贯全区，受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响，将全区分成了三个水文地质单元，即西部木扎提河冲积洪积平原区、中部的克孜勒塔格前山平原区、东部克孜尔河下游冲积平原区。

### ① 西部木扎提河冲积洪积平原区

大桥乡以西的木扎提河冲积洪积平原区（包括老虎台洼地），组成岩性为上更新统及中更新统卵砾石层，厚度 150~400m。据钻孔资料，在老虎台洼地一带，含水层岩性为卵石粒径在 9—15cm，含水层岩性分选差，磨圆度中等，该区域地下水的埋深普遍较大，均在 50-100m。在察尔其乡一带，含水层主要是卵石、砾卵石层，卵石直径 6—8cm 或 10—20cm，最大可达 25—35cm，分选性差，其富水性在南北近山前要小于平原的中部，单位涌水量在南部的十六连是 2.54L/s.m（升/秒·米），向中部至九连一带为 3.45 L/s.m，地下水埋深均大于

20m。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好，单位涌水量为 12.64 L/s.m，地下水埋深较上游的九连变小，在 5—7m 左右。察尔其镇以北向着大宛齐方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，地下水埋深大于 10m，单位涌水量为 0.53 L/s.m，并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，单位涌水量在 5.11—14.82 L/s.m 之间，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93—14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，单位涌水量在 5.31—7.61 L/s.m 之间，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m。

## ② 中部克孜勒塔格前山平原区

即拜城盆地中部区域，由喀布斯拉河、台勒维丘克河及卡拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即座落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯拉河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部，地下水富水性优良，据钻孔资料，含水层为砾卵石地层，单位涌水量为 43.81m<sup>3</sup>/s.m。地下水埋深 47.82m，渗透系数值 81.69m/d。至喀布斯拉河冲洪积扇下部，含水层富水性好，在九大队一带单位涌水量为 32.85m<sup>3</sup>/s.m，地下水位埋深小于 10m。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、卡拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为砾卵石地层，单位涌水量为 45.0m<sup>3</sup>/s.m，地下水埋深 39.51m。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、砾卵石地层为主，单位涌水量为 33.28m<sup>3</sup>/s.m，地下水埋深 3—5m；亚吐尔乡单位涌水量为 11.01—24.29m<sup>3</sup>/s.m，地下水埋深在 18.93—27.91m 之间。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与卡拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，单位涌水量为 7.61—16.2m<sup>3</sup>/s.m，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石，地下

水埋深 18.3—36.3m。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差，上层潜水的单位涌水量小于为  $0.5\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深 1—3m。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于卡拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，单位涌水量在  $16.13—32.52\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深在 10—30m，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，单位涌水量在  $6.32—9.92\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$  之间，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m。

### ③ 东部克孜尔河下游冲洪积平原区

属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜尔河的东部古近系-新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。克孜尔河谷内，铁提尔以上的卵砾石层蕴藏潜水，铁提尔以下一、二级阶地上部有厚 2~5m 的亚砂土与亚粘土覆盖层，构成了独立河谷型浅层承压水区。

#### (3) 含水层的分布特征及地下水补给、径流、排泄条件

拜城盆地是近东西走向的大型新生代向斜断陷盆地，基底为古近系-新近系。盆地内充填巨厚的第四纪松散堆积物，下更新统砾岩与上新统均以向斜构造形态构成盆地基底的一部分。因下更新统亦为粗颗粒沉积，故盆地内更新统的卵砾石层形成了巨大的贮水空间。盆地海拔高 1180-1400 米，稀少的降水对地下水补给作用不大，但源自高山冰川和源自中、低山的各河流入盆地后，河水大部分或全部渗漏补给地下水，使盆地内储藏有丰富的地下水。因却勒塔格新生代背斜的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，使盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

#### (4) 地下水化学特征

第四系松散岩类孔隙水：区域内第四系潜水主要接受北部库如克厄肯河、

喀拉苏河、克孜勒河的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给。受构造、地形条件、地下水的补、径、排条件、含水层岩性等因素影响，潜水的化学类型自西向东、自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

碎屑岩类裂隙孔隙水：分布在评价区北部的克孜尔低山丘陵区 and 南部的却勒塔格丘陵区。因低山丘陵区降水少，新近系（N）地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水化学类型普遍呈  $Cl \cdot SO_4$  型和  $Cl$  型水。

#### （5）地下水动态特征

区域位于台勒维丘克河-库如克厄肯河-克孜勒河冲洪积砾质平原区，克深气田开发区域内含水层主要为单一结构的潜水含水层。潜水水位动态按成因可分为气候型、径流型、开采-径流型、水文-开采型共4种类型。

##### ①气候型

主要分布在评价区西南部的台勒丘克河冲洪积平原中部，地下水动态特征与降水关系密切，水位峰值滞后于降水峰值，年内水位变幅大。一般高水位期出现在 9-11 月，低水位期出现在 4-7 月，地下水动态变化过程较降水量变化滞后 2-3 个月，年变幅达 2-5m。

##### ②径流型

主要分布在调查评价区中偏南部的卡拉苏-克孜勒河洪积平原上，地下水水位受暴雨洪流或冰雪融水补给地下水影响，年内变幅小。高水位期出现在 10-1 月，低水位期出现在 4-8 月，年变幅为 0.28-2.20m，地下水动态变化过程较降水量变化滞后 3-5 个月。

##### ③开采-径流型

主要分布在调查评价区南部的卡拉苏河冲洪积平原中部，地下水开采强度一般的地段。地下水水位除了受暴雨洪流或冰雪融水补给外，还受到人为开采的影响，年内水位变幅较大。高水位一般出现在 9-12 月，低水位出现在 4-8 月，年变幅为 0.46-5.11m。

##### ④水文-开采型

分布在台勒丘克河中下游，临近河流的开采地段。该处地下水主要受河流和人为开采的影响，高水位期为8-9月，低水位期为5-6月，年内水位变幅较小，为0.49。

### 5.2.3.2 评价区水文地质条件

#### (1) 含水层的空间分布及赋存条件

工程所在区域地层为N<sub>2</sub>，位于拜城盆地克孜尔河北部的丘陵山区，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自北部山区的堆积物，形成巨大的松散堆积层。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、低山区的克孜尔河等流入盆地后，河水大部渗漏补给地下水，使盆地内储藏有丰富的地下水。

评价区内存在两种类型的地下水：单一结构的第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙-孔隙水。根据气田区域的勘察报告，因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制，工程所在的拜城盆地北部高基底上的Q<sub>1</sub>地层构成了透水不含水层，即工程区各井及集输管线均位于透水不含水地带或古近系-新近系裂隙孔隙层间水，为水量贫乏区，无第四系地下水分布。工程区下游分布有第四系松散岩类孔隙潜水，富水性有水量丰富区、水量中等区（降深5m、井径10吋（Φ=273mm）时的涌水量）。评价区水文地质图见图5.2-3、区域水文地质剖面图见图5.2-4。

#### ①碎屑岩类裂隙-孔隙含水系统

碎屑岩类裂隙-孔隙水主要呈窄条状分布于工程区内，位于克孜勒塔格低山丘陵区，单泉流量为0.004-0.09L/s，富水性级别为水量贫乏。含水层岩性为新近系N<sub>2</sub>的砾岩、砂岩、砂砾岩，隔水层岩性为古近系（E）和白垩系（K<sub>1</sub>-K<sub>2</sub>）的泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩。

#### ②单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

##### 1) 水量丰富区（1000~5000m<sup>3</sup>/d）

呈片状北东-南西向大面积分布于评价区中部。该区的潜水，潜水位埋深5.78-69.41m，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石、砂砾石；换算涌水量为1578.09-4353.01m<sup>3</sup>/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为7.06-32.03m/d，影响半径为86.31-407.0m。

## 2) 水量中等区 (100-1000m<sup>3</sup>/d)

呈条带状分布于克孜尔河冲洪积平原的南、北缘。

分布于该区的潜水，潜水位埋深 19.7-47.58m，钻孔揭露的含水层厚度为 103.78-160.30m，含水层岩性为第四系砾卵石、砂砾石；换算涌水量为 460.23-708.04m<sup>3</sup>/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 4.21-46.80m。

### (2) 补给、径流、排泄条件

评价区所在区域是区内地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为这克孜尔河河流的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给，而降水入渗补给微乎其微。地下水的径流方向为从东北向西南，含水层径流通畅。地下水的水力坡度，在克孜尔河冲洪积平原上部为 3.18‰。

地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至木扎提河和克孜尔水库中。

### (3) 地下水化学类型

根据气田的勘察资料，评价区内碎屑岩类孔隙裂隙水的水化学类型为 Cl·SO<sub>4</sub> 型。由于降水少，新近系 (N<sub>2</sub>) 地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水水化学类型为 Cl·SO<sub>4</sub> 型水，矿化度多为 3.0-10.0g/L，水质为半咸水。

评价区内潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

#### ① HCO<sub>3</sub>·Cl 型水

呈橄榄状北东-南西向分布于评价区东南部，水化学类型为 HCO<sub>3</sub>·Cl 型水，潜水矿化度较低，为 0.30-0.39g/l，水质为淡水。

#### ② SO<sub>4</sub>·Cl 型水

呈片状分布于评价区东南部和西南部，水化学类型为 SO<sub>4</sub>·Cl 型水，潜水矿化度为 0.45-0.93g/l，水质为淡水。

#### ③ SO<sub>4</sub> 型水

呈脚印状北东-南西向分布于评价区西南部，水化学类型为 SO<sub>4</sub> 型水，潜水矿化度为 1.54-2.03g/l，水质为微咸水。

④ Cl·SO<sub>4</sub>型水

呈片状分布于评价区的东北部和西部，水化学类型为 Cl·SO<sub>4</sub>型水，潜水矿化度为 1.0-1.59g/l，水质为微咸水。

(4) 地下水动态

潜水水位的动态变化按成因主要为气候型，水位年变幅为 1.27 米，高水位期出现在 4-6 月，低水位期出现在 11-1 月，水位动态变化过程较降水过程滞后 1-2 个月。

5.2.3.3 评价区地下水开发利用情况

根据调查，拜城县居民个人开采地下水情况很少，居民饮用水水源主要采用集中形式供水，各水源集中供水井主要沿喀普斯浪河、台勒维丘克河、卡拉苏河、克孜尔河、木札特河等水系及冲洪积扇分布。

结合拜城县环保局提供的《拜城县饮用水水源保护区划分方案》（新政函【2011】241 号文批复）《阿克苏乡镇级饮用水水源保护区划分方案》（新政函【2016】22 号批复）资料，距离最近的水源地为工程区南部约 5km 处的拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水源地，为本项目地下水环境敏感点及重点保护目标。项目区与水源井的位置关系见图 5.2-4。

表 5.2-15 项目区周边分布水源保护区情况

水源地名称	保护区级别	拐点	纬度 N	经度 E	面积 (km <sup>2</sup> )	周长 (km)	工程与敏感目标的关系
拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水源地	一级	A1	41°53'45.79"	82°29'56.25"	0.145	1.28	位于工程区下游，克拉 212W 井西南方向 5.1km 处
		A2	41°53'37.71"	82°30'06.02"			
		A3	41°53'33.74"	82°29'55.14"			
		A4	41°53'33.43"	82°29'48.31"			
		A5	41°53'37.45"	82°29'45.21"			
	二级	B1	41°54'56.11"	82°29'37.81"	8.45	11.4	
		B2	41°54'48.57"	82°30'45.48"			
		B3	41°54'5.70"	82°31'39.23"			
		B4	41°53'7.76"	82°31'45.40"			
		B5	41°53'5.50"	82°30'2.43"			
		B6	41°53'42.77"	82°29'21.30"			

5.2.3.4 包气带调查

本项目在气田区域内进行扩建。根据历史勘察资料，区内包气带厚度大于 100m，山前的戈壁滩地带，包气带的岩性为砂砾石层，垂向渗透系数较大，变化范围  $1.2 \times 10^{-3} \text{cm/s} - 1.4 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，平均为  $1.2 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，大于  $10^{-4} \text{cm/s}$ ，因此，区内包气带防污性能属于“弱”类。根据本工程厂区内包气带土壤环境



质量调查结果，区内包气带的土壤环境质量现状可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

### 5.2.3.5 地下水环境影响评价

由于评价区域多为透水不含水层，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。

#### 5.2.3.5.1 正常状况下地下水影响分析

##### (1) 废水

本工程采出水依托已运行的克拉2中央处理厂污水处理系统进行处理后回注。本工程运营期单井采出水随油气混合物输送至克拉2中央处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，沉降除油后净化的采出水通过新建注水注水管线转输至区块回注井中，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）相关标准；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；生活污水依托克拉2气田生活公寓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，冬储夏灌。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

根据本工程可研，本工程新建注水井5口，回注井均为直井，平均单井进尺4000m，而克拉2气田所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在500m以内，故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。本次新建回注井的回注目的层为白垩系巴什基奇克组、巴西改组，盖层主要是上覆古近系的泥岩、含泥膏岩，下伏地层为白垩系舒善河组，以泥岩和砂质泥岩为主，回注层属于地质构造封闭地层，满足《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）中关于回注层位的相关要求。另外，回注层位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，本次采用套管射孔完井，井身结构为3 1/2"×6.45mm油管+3 1/2"伸缩管+3 1/2"×6.45mm油管+7"可取式封隔器+3

1/2"×6.45mm油管+球座+管鞋，套管管材为P-110，抗腐蚀性能较好，可有效保护区内第四系含水层。综上，回注层为地质构造封闭地层，与工程所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。

### (2)油泥(砂)

本工程在修井及采油气等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

### (3)集输管线

本工程集输管线是全封闭系统，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。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

### 5.2.3.5.2 非正常状况下地下水影响分析

气田在生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在操作失误或处理措施不当、井损等导致的套外返水等工程事故；自然灾害引起的污染事故；地层压力过大导致井喷事故；集输管线、阀组运行过程中，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田的地下水体均有产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

#### (1) 穿透污染影响分析

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一但出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

#### ①预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

## ②预测方法

本次主要关注对工程区下游第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

## ③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类、氯离子、溶解性总固体等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取石油类作为预测特征因子。

## ③预测模型

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C<sub>0</sub>—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D<sub>L</sub>—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

erfc( )—余误差函数。

## ⑤ 预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂卵砾石。本次评价水文地质参数主要通过气田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-16。

表 5.2-16 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.31m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，考虑最不利

				情况，渗透系数取最大值为 32.03m/d，克孜尔河冲洪积平原上部水力坡度为 3.18%，有效孔隙度 0.33。
2	$D_L$	纵向弥散系数	$3.1\text{m}^2/\text{d}$	$D_L=aL\mu$ ， $aL$ 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	$n$	有效孔隙度	33%	有效孔隙度 $n=0.33$ 。
4	$t$	时间	计算发生渗漏 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	$C_0$	污染物浓度	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物进入地下水中的浓度取最大值 10mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

### ⑥ 测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-17、表 5.2-18，图 5.2-5。

表 5.2-17 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	10.000	0	10.000	0	10.000
20	8.200	80	9.990	200	10.000
40	4.780	160	9.820	400	10.000
60	1.740	240	8.510	600	10.000
80	0.369	320	5.020	800	9.860
<b>82</b>	<b>0.300</b>	400	1.270	1000	8.090
100	0.044	458	0.300	1200	3.240
111	0.010	480	0.154	1400	0.371
120	0.003	553	0.010	1414	0.300
140	0.000	560	0.007	1596	0.010
160	0.000	640	0.000	1600	0.009
180	0.000	720	0.000	1800	0.000
200	0.000	800	0.000	2000	0.000

表 5.2-18 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	82	111	无
	1000d	458	553	无
	3650d	1414	1596	无

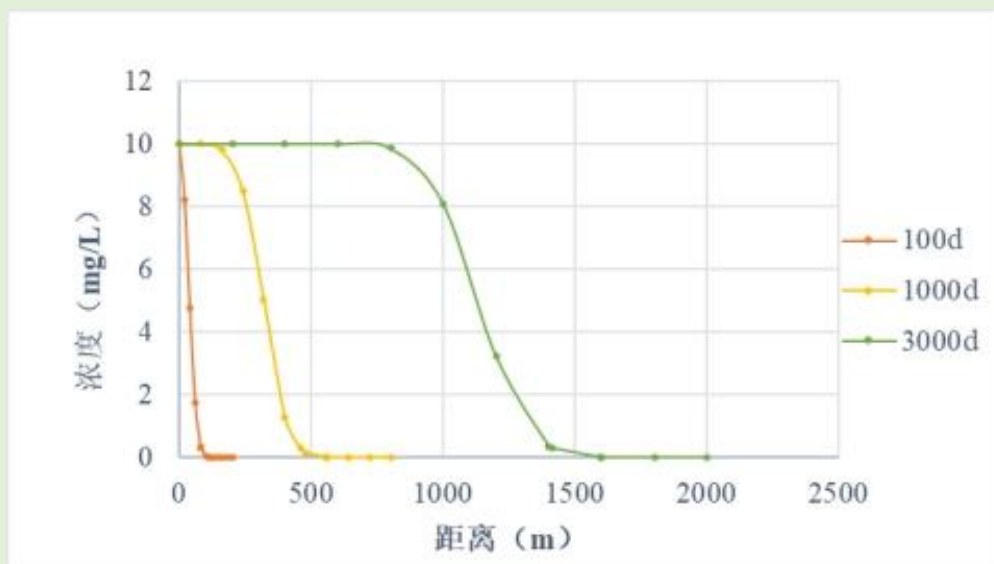


图 5.2-5 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 82m、458m、1414m，影响距离分别为 111m、553m、1596m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影 响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，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，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

## (2) 渗透污染影响分析

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄露、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

据建设单位已掌握的克拉苏气田区域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。管线与法兰连接处、管线泄露事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄露的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄露的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危

害程度也取决于操作人员的处置和控制。拉油罐设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线、油罐泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。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。由于区内地下水埋深较深，本次评价根据《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。

### ①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。

### ②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<sup>2</sup>/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

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

3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

连续点源:

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

非连续点源:

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

#### ④ 预测参数选取

本项目所在区域预测模型参数取值见表 5.2-19。

表 5.2-19 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 <sup>2</sup> /d)	土壤容重 (kg/m <sup>3</sup> )
杂填土 (以人工回填为主)	1.6	0.5	0.32	0.36	1	1.45×10 <sup>3</sup>



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 5.2-20 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

#### ④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 5.2-6 所示。

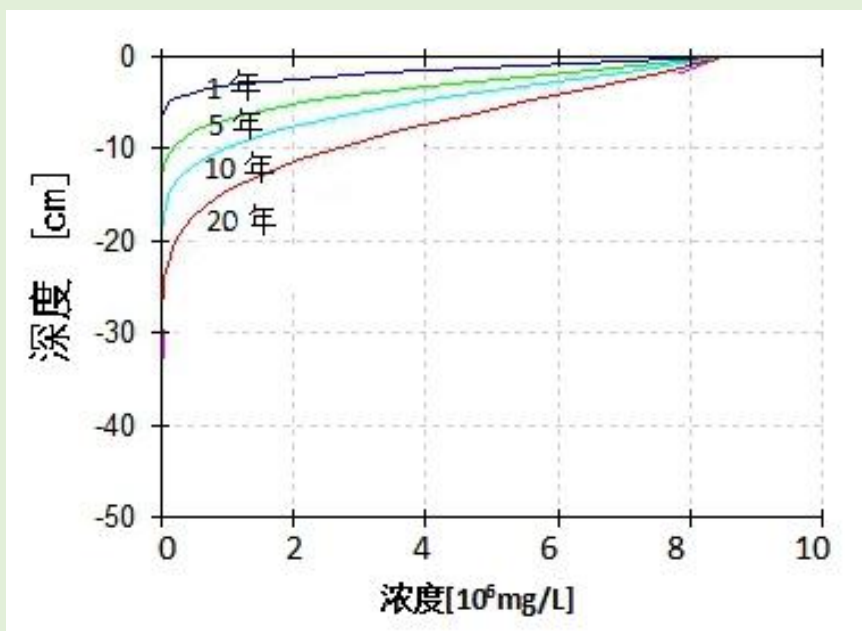


图 5.2-6 石油烃在不同水平年沿包气带迁移情况

由图 5.2-6 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。

#### ⑤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。另

外，根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如棕漠土、盐土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；评价区内土壤类型为棕漠土和石质土，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。故本工程泄露的石油类污染物基本不会穿透包气带迁移至地下水含水层中。另外，根据油田公司作业要求，落地原油一旦产生均及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地原油对开发区域地下水的影响很小。

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

#### 5.2.3.5 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。

④ 严格按照油田公司的管理要求做好井控、固井及完井等工作，按要求做好油管及表层套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。

⑤《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

(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 5.2-21、图 5.2-7~图 5.2-8。

表 5.2-21 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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		板土+聚合物泥浆池	
应急池			
运营期井场	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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 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 天然气处理厂采出水处理装置改造（新增占地区域）	一般防渗区	闪蒸分离撬	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		混凝沉降罐操作间	

### (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管理 and 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

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。根据区域水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，监测井位的设置主要依托已有水井。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向克拉 2 气田安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

地下水监测计划见表 5.2-22。

表 5.2-22 地下水监测点布控一览表

编号	监测点位	坐标	监测层位	井深	监测因子
J1	克拉 2 水源井 (气田区内)	E82°32'29.13" N41°54'12.53"	潜水 含水层	200m	水温、溶解氧、嗅和味、肉眼可见物、pH、耗氧量、溶解性总固体、电导率、K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫化物、石油类、氨氮、挥发性酚类、耗氧量、氟化物等
J2	铁提尔村水井 (气田下游)	E82°29'55.66" N41°53'36.87"		152m	
J3	克孜尔乡水井 (气田下游)	E82°26'16.68" N41°49'41.72"		150m	

### (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。油井套管破损连续泄漏情景下，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势，石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 82m、458m、1414m，影响距离分别为 111m、553m、1596m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。在及时发现套损并采取相应治理技术的情况下，对区内地下水的影响属可接受范围。建设单位应做好日常巡检、巡线、监测工作，以便及时发现事故，并制定应急方案。若事故发生，建设单位及当地环境保护部门应组织专门力量进行对污染物的控制工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，使污染物进入第四系含水层的可能性减到最低程度。

#### (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、固井质量等定期进行严格检测，有质量问题的及时维修或更换，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，污水装置在克拉2中央处理站内预留空地上进行扩建。综上，以噪声源强较大的采气井场噪声为代表井场进行预测（以克拉2-10井为例）同时预测克拉2处理厂界噪声。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：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源r处的倍频带声压级，dB；

$L_w$ —倍频带声功率级，dB；

$D_c$ —指向性校正，dB；

$A$ —倍频带衰减，dB；

$A_{div}$ —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

$A_{gr}$ —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

$A_{atm}$ —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

$A_{bar}$ —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

$A_{misc}$ —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 计算总声压级

① 计算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:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[ \frac{1}{T} \left( \sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

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 5.2-23。

表 5.2-23 站场噪声源参数一览表

声源名称		数量 (台/套)	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)]
井场(以克拉 2-10 井为例)	往复式压缩机	1	95	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	20	75
	井口装置	1	85		20	65
克拉 2 中央处理站	一级变频增压泵	1	95	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	20	75
	二级变频增压泵	1	95	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	20	75
	反冲洗水泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	20	70
	零位提升泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	20	70

	污油提升泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	20	70
	污泥提升泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	20	70

### 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 5.2-24。

表 5.2-24 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			
井场(以克拉 2-10 井为例)	东场界	44.8	44	41	47.4	46.3	昼间	60	达标
	南场界	45.5	43	42	47.4	47.1			
	西场界	43.9	46	45	48.1	47.5	夜间	50	
	北场界	41.2	43	41	45.2	44.1			
克拉 2 中央处理站	东场界	48.8	44	43	50.4	48.8	昼间	60	达标
	南场界	48.5	42	41	49.4	49.2			
	西场界	48.9	39	37	49.3	49.2	夜间	50	
	北场界	49.2	41	39	49.8	49.6			

据预测结果可知, 克拉 2-10 井场产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 41.2~45.5dB(A), 与现状值叠加后的场界昼间噪声预测值为 45.2~48.1dB(A), 夜间噪声预测值为 44.1~47.5dB(A); 克拉 2 中央处理站噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 48.5~49.2dB(A), 与现状值叠加后的场界昼间噪声预测值为 49.3~50.4dB(A), 夜间噪声预测值为 48.8~49.6dB(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，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。

## (2) 油泥砂

油泥（砂）是天然气勘探开采、处理以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在井下作业施工过程中，会不可避免地有部分凝析油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些凝析油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量高，而且还含有其他有害物质。本工程产生的油泥（砂）最大产生量为 4.396t/a。

本工程产生的油泥（砂）（HW08 071-001-08）属于危险废物，不在井场储存，危险废物运输过程由塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存。

## (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，本工程新建管线共计 133.87km，每次废渣量约 153.95kg，由此计算可知废渣量约 76.975kg/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) 含汞废物

### ① 天然气除汞净化过程中产生的含汞废物

本工程克拉 2 中央处理站扩建的采出水处理系统中高效油水分离装置、缓冲沉降罐、混凝沉降罐、卧式零位罐、卧式收油罐、喷射气浮装置及污泥回收池内部产生的气体均由引风机经管道收集后进入气体吸附装置对气体中的杂质进行去除。去除过程中会产生含汞废物，类比《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》中调查数据可知，每年产生量约为 30t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，含汞废物类别为 HW29 含汞废物中 072-002-29 天然气除汞净化过程中产生的含汞废物，可委托克拉玛依拓源化工有限公司进行处理。

### ② 含汞污泥

本工程克拉 2 中央处理站扩建的采出水处理系统运营过程中会产生含汞污泥，根据《克拉 2 气田开发调整方案地面工程方案》总说明书内容，本工程含汞污泥产生量为 4743.75m<sup>3</sup>/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，含汞废物类别为 HW29 含汞废物中 900-452-29 含汞废水处理过程中产生的废树脂、废活性炭和污泥，可委托克拉玛依拓源化工有限公司进行处理。

### 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 5.2-9 所示：

危险分类	符号	危险分类	符号
Explosive 爆炸性 黑色字 橙色底		Toxic 有毒	
Flammable 易燃 黑色字 红色底		Harmful 有害	
Oxidizing 助燃 黑色字 黄色底		Corrosive 腐蚀性	
Irritant 刺激性		Asbestos 石棉	

图 5.2-9 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 5.2-10 所示。

危 险 废 物	
主要成分:	危险类别 
化学名称:	
危险情况:	
安全措施:	
废物产生单位: _____ 地址: _____ 电话: _____ 联系人: _____ 批次: _____ 数量: _____ 产生日期: _____	

图 5.2-10 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委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

#### (3) 危险废物委托处置环境影响分析

本工程油泥(砂)全部委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理，环保站处置能力能够满足项目要求。

#### 5.2.5.3 小结

本次气田建设在开发期产生的固体废物主要包括钻井岩屑、施工人员产生的生活垃圾。钻井岩屑在井场采取不落地技术处理后，可利用部分回用，磺化泥浆送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，油基泥浆送油基废钻完井液

资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理。施工人员生活垃圾总产生量为 69.85t，集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）和油泥。油泥（砂）最大产生量为 4.396t/a，依托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。本工程新建管线每次废产生清管渣量约 76.975kg/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的 071-001-08 天然气开采和天然气处理厂贮存产生的油泥，委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。本工程对开发期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

### 5.2.6 生态环境影响分析

工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。运营期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.2-25。

表5. 2-25 运营期对生态环境的影响

工程阶段		运营期
影响分析	影响程度	轻
	影响特征	可逆
	影响时间	短期
	影响范围	小、固定

#### 5.2.6.1 对野生动物的影响分析

运营期工程不新增用地，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。

#### 5.2.6.2 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。

#### 5.2.6.3 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。本工程永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

工程建设完成后，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。

#### 5.2.6.4 洪水对区块气田的影响分析

本工程所在区域降雨在时间及空间上分布不均，偶尔大暴雨形成的山洪不容忽视，因此，必须重视突发性洪水对本工程相关设施带来的破坏及由此产生的污染事故。

暴雨洪流冲刷井场、站场，地面残积污染物随洪流下泄，使地面污染源影响范围进一步扩大，污染物进入洪水，引起水体质量的变化，将会影响到流经地段及下游地表水体。所以必须考虑洪水的影响，设置必要的防洪和导洪设施。对于井场必须进行围堰防护，集输管线，一般埋入地下 1.5m 左右，较小流量的洪水不会对管线产生影响，而较大流量的洪水则存在着冲毁管线的可能，如管线一旦冲毁，回注水将直接进入外环境中，会对周围环境产生一定影响。因此本工程须设置必要的保护防洪措施，以防洪水对气田设施的影响。

#### 5.2.6.5 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，工程的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，工程通过采取水土流失

防治措施、防沙治沙措施、生态修复措施，可最大程度减轻工程建设对区域生态环境造成的不利影响，使工程区域的水土流失等敏感的生态问题不恶化，受工程影响的生态环境可在一定时段内得到自然恢复。

总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

## 5.2.7 土壤环境影响评价

### 5.2.7.1 环境影响识别

#### (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。

#### (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 5.2-26。

表 5.2-26 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 5.2-27。

表 5.2-27 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

#### (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。

#### (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。

#### (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天然草地。

##### 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克拉2区块，以油气田开采为主，区域无相关土地利用规划。

#### (4) 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国1公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为棕漠土及石质土。

### 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，只在地表面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。

根据地下水预测章节内容中包气带预测结果可知：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。

本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的石油烃会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油烃覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

#### 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治措施后，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



$\times 10^{-7}$  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 5.2-28。

表 5.2-28 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 5.2-29。

表 5.2-29 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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input type="checkbox"/> ; 未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				
	占地规模	2.27hm <sup>2</sup>				
	敏感目标信息	敏感目标() <sub>、</sub> 方位() <sub>、</sub> 距离() <sub>、</sub>			无敏感目标	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				
	特征因子	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input checked="" type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	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	4	/	0.2m	
	柱状样点数	/	/	/		
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, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、				

		pH、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	
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, 蒽, 二苯并[a, h]蒽, 茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘、 pH、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	
	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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	
	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	/
信息公开指标	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )		
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		

## 5.3 环境风险评价

### 5.3.1 风险调查

#### 5.3.1.1 物质危险性识别

本工程所涉及的危险物质主要为天然气。

天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.3-1。

表 5.3-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH <sub>4</sub>	分子量	16.05
危险特性	危险性类别: 第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径: 吸入。 健康危害: 空气中甲烷浓度过高, 能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时,			

	可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高			

反应活性	热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。
毒理学资料	LD <sub>50</sub> ：50%（小鼠吸入，2h）。 LC <sub>50</sub> ：无资料。
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

### 5.3.1.2 生产系统危险性识别

生产系统危险性识别详见表 5.3-2。

表 5.3-2 生产设施危险性识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
管线	泄漏	由于管道设计缺陷、管材质量缺陷、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，导致油气泄漏事故。	油气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故。
井口	井喷	采油气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。

### 5.3.1.3 有害物质扩散途径识别

本工程所涉及的危险物质包括天然气。井喷及管线泄露事故发生时，石油类物质可能通过地表土壤下渗，存在污染土壤和地下水的风险，如泄露油气遇到明火、热源等引发火灾，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。

### 5.3.2 环境敏感目标调查

根据现场调查，本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。该区域除油气田的工作人员外，没有固定集中的人群活动区。

### 5.3.3 评价工作等级

本工程不涉及危险物质的存储。危险物质主要存在于管线内。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，凝析油、天然气临界量分别为 2500t、10t。

根据以下公式计算危险物质总量与其临界量比值：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

通过计算，项目区危险物质数量与临界量比值  $Q=0.00032$ 。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），本工程环境风险评价可开展简单分析。

### 5.3.4 管线泄露事故影响分析

井场采出天然气毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。但天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5~15%（体积百分含量），当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸。

事故性释放的天然气，在扩散过程中可能发生的情况如下：事故性释放的天然气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围造成热辐射危害；也可能在扩散稀释过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气环境。

天然气泄漏引发火灾事故时，不完全燃烧产物 CO、烟尘将会周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。

### 5.3.5 风险防范措施

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

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

(6) 在管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(7) 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。按施工验收规范进行管道水压及密闭性试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

(8) 管线运行期间，定期清管，排除管内的积水和污物，减轻管道内腐蚀；定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对截断阀、安全阀等安全保护设施进行检查，确保在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响减小到最小范围。

(9) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(10) 加大巡线频率，提高巡线有效性，加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

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

(12) 严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(13) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。

(14) 建立台账，做好相关信息记录。① 压力管道强度试压、气密封试验和焊接记录：在竣工验收前必须完成已投运管道试压和焊接原始记录交接工作，按规范存档后建立相应信息目录；② 压力管道信息台账：须注明管线位置、起止点、长度、规格型号、材质、设计压力（温度）、运行压力（温

度)、防腐类型等关键参数,安排专人负责定期检查更新;③管道刺漏事件记录台账:须详细记录历次管道刺漏情况,包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。

(15) 强化岗位责任制,严格各项操作规程和奖惩制度,对操作人员进行系统的岗位培训,使每个操作人员熟练掌握岗位职责及操作规程。对职工定期进行环保安全教育,增强职工的环保意识和安全意识。

(16) 配备必要的消防器材和应急设施,事发及时报告、处理及时有效、过程及时反馈。

(17) 发生管道泄露或断裂等安全事故时,立即疏散附近人群。并采取应急措施。

(18) 树立“三级应急联防”意识。所谓“三级应急联防”,分别是指场站应急自救、区块应急联防和区域应急联防,并依次确定为一、二、三级。突发事件发生时,应根据突发事件的严重程度,按序投入应急行动。

(19) 深入开展环境风险排查与评估。落实以预防为主的环境风险管理制,常态化与动态化相结合,开展生态环境保护违法违规事件和突发环境事件隐患的全面排查和风险评估,建立清单。建立环境风险预测预警体系,逐步实现重大环境风险源可视化、智能化管控。

(20) 持续健全环境风险防范与应急救援体系,完善应急设施配备、物资储备和应急队伍建设,维护相关设施、材料等完好性,有效落实环境风险防控措施。

### 5.3.6 应急预案

本工程突发环境事件的应对纳入塔里木油田公司克深作业区突发环境事件应急预案管理。作业区应定期对突发环境事件应急预案进行修订,并且按照相关要求,运营过程中严格按照应急预案中的要求进行员工培训并开展应急演练。

### 5.3.7 环境风险评价小结

本工程所涉及的危险物质主要为天然气,可能发生的风险事故包括井喷事故、管线泄露事故。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5.3-3。

**表 5.3-3 环境风险简单分析内容表**

建设项目名称	克拉 2 气田开发调整方案地面工程
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	管线泄露事故发生时，石油类物质可能通过地表土壤下渗，存在污染土壤和地下水的可行性，如泄露油气遇到明火、热源等引发火灾，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。
风险防范措施要求	① 生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；② 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③ 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④ 树立“三级应急联防”意识。所谓“三级应急联防”，分别是指场站应急自救、区块应急联防和区域应急联防，并依次确定为一、二、三级。突发事件发生时，应根据突发事件的严重程度，按序投入应急行动。

尽管本工程发生风险事故的可能性较低，但在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生的概率降低，重特大事故坚决杜绝，一般事故得到有效控制。

## 5.4 闭井期环境影响分析

### 5.4.1 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。

#### 5.4.2 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 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自井场建设、采气管线敷设、电力线建设。针对施工期的环境影响，将实施以下主要环境保护措施（见表 6.1-1）。

表 6.1-1 施工期主要环境保护措施

主要施工活动	主要环境影响因素		环境保护措施
管线敷设	生态环境	管线敷设、电力线建设	(1) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量 (2) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。控制施工作业带宽度 8m。 (3) 施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对地表扰动和土壤破坏范围。
	环境空气	施工扬尘	采用高质量的设备、对设备进行定期保养维护，保证设备正常运转，减少燃油非正常消耗；采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等，减少柴油燃烧污染物的排放；粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。
	水环境	管道试压废水	试压结束后，可作为绿化用水。
	固体废物	施工废料	施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至克深天然固废填埋场填埋
井场建设	生态环境	井场机械安装	井场施工的建筑弃料清运至的克深天然固废填埋场进行填埋处理。
	水环境	生活污水	施工人员产生的生活污水依托克深作业区综合公寓生活污水处理装置处理。
	固体废物	生活垃圾	施工营地排放的生活污染物统一收集后拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋

管线工程施工生态保护措施：

(1) 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，做到挖填方平衡，尽可能缩短施工工期。

(2) 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。

(3) 划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围。管道施工作业带严格控制在规定范围以内，不应随意扩大。

## 6.2 运营期环境保护措施

### 6.2.1 生态环境保护措施

#### 6.2.1.1 占地影响减缓措施

(1) 周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。土体构型，是土壤和植被稳定的基础。施工作业时，应分层开挖，应采取两条管道间相向单侧分层堆放，以减少临时占地影响范围，并按层回填，有利于保护耕作层和防止地表风蚀。回填时应尽量注意恢复原有密实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

管道竣工后的土地复垦，应执行国务院《土地复垦规定》，对因施工直接造成的土地破坏和施工期间污染造成的土地破坏进行复垦有关工作。

(2) 改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害

重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用。管道通过流沙地区，在主要风害段适当采用固沙措施，防止风蚀活动。通过水体和高盐土壤的管道宜采用高强度防蚀抗盐材料。

类比同类管线施工采取的土壤影响减缓措施，本工程采取的占地影响减缓措施可行。

#### 6.2.1.2 管线

(1) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(2) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。

(3) 按设计标准规定，严格控制施工作业带 8m，不得超过作业标准规定。

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

(5) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢

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

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

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

#### 6.2.1.3 敏感区段的生态保护措施

拟建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，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

##### (1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

##### (2) 场地平整

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

##### (3) 行彩条旗

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

#### 6.2.1.4 防治沙化措施

##### (1) 防沙治沙内容及措施：

###### ① 采取的技术规范、标准

——《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

——《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）；

——《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）；

——《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：

- 科学性、前瞻性与可行性相结合；
- 定性目标与定量指标相结合；
- 注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；
- 节约用水和合理用水相结合；
- 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，农田得到有效保护。

## ③ 工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

④ 植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

——植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

——施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

——植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

——针对涉沙的部分井场、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

## ⑤ 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对管沟开挖过程，提出如下措施：

——施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。

——管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。

——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。

——设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

——管沟分层开挖、分层回填。

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

⑥ 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。

## (2) 方案实施保障措施

### ① 组织领导措施

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

——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。

——塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，本工程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，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况：

本工程防沙治沙措施投资概算预计 60 万，由塔里木油田分公司自行筹措。

生态、经济效益预测：

本工程防沙治沙措施实施后，预计本工程区域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，农田得到有效保护。

## 6.2.1.5 其他措施

(1) 强化生活和生产用火管理，避免引起不必要的损失和破坏。

(2) 保护野生动物的栖息环境：在施工临时占地范围内遇到鸟巢、兽窝、蛇穴等不得破坏，避让施工。

(3) 对施工人员进行法制教育，特别是野生动物保护法的宣传，加强对野生动物的保护。如遇到野生动物幼崽要倍加爱护，不得伤害；遇到受伤的野生保护动物，要及时与野生动物保护部门联系进行救治。严禁猎杀野生动物，若有猎杀野生保护动物者应报有关部门严加处理。

### 6.2.2 废气污染防治措施

(1) 本工程运营期无组织废气主要产污环节是场站、井场阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本工程将排水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。

(2) 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：

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。

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<sub>s</sub> 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。

### 6.2.3 废水污染防治措施

本工程运营期的主要废水是气田采出废水。全部依托已经建成的废水处理设施处理。



采出水依托克拉2天然气处理厂生产废水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准中指标后回注地层。

#### 6.2.4 固体废物污染防治措施

本工程工程建成运营期的主要为清管废渣。

清管废渣属于危险废物,由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。

按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范(HJ2025-2012)》相关要求,应由具有危险废物经营许可证的单位从事危险废物收集、贮存、运输。转移过程中应填写《危险废物转移联单》。

#### 6.2.5 噪声控制措施

(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。设备采用巡检的方式,由操作人员定期对生产区进行检查,尽量减少人员与噪声的接触时间,操作人员配带耳机等防护措施,对噪声较大的设备设置消音设施。

(2) 尽量将发声源集中统一布置,采用吸声、隔声、减振等措施,尽量减少对外环境和岗位工人的噪声污染。

#### 6.2.6 措施可行性分析

本工程属于滚动开发扩建工程,环保设施全部依托。下面主要从环保设施处理可行性分析。

##### (1) 气田采出水处理装置依托

采出水随井口采出气在井场分离撬分离进行气、水分离,经脱水处理后成为含油污水。克拉2天然气处理厂水处理系统总处理规模为6500m<sup>3</sup>/d,目前实际处理水量为300m<sup>3</sup>/d左右。本工程最大采出水量为1520m<sup>3</sup>/d,本工程实施后污水处理系统能够满足本工程采出水处理需求。

##### (2) 固废填埋场依托

克深天然固废填埋场容积30万m<sup>3</sup>。固废填埋场按照现有天然洼地,进行填挖、防渗处理,池内根据天然洼地地势行进分割。全部为工业固废场,可接纳本工程一般工业固体废物。

### (3) 清管废渣处理依托设施

轮南绿色环保站年处理含油污泥 1 万 m<sup>3</sup>，是目前塔里木油田公司稳定运行多年的含油污泥处理站。拥有完善的处理设施和健全的环保手续，本工程清管废渣罐车定期拉运至绿色环保站进行处理。目前绿色环保站满负荷运行，根据生产状况，优先处理新产生含油污泥，在有余量的情况下，从各区块暂存池拉运含油污泥进行处理。

## 6.3 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，最终进入退役期。当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理。

### (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如原油等。

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

④ 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。

⑥设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至钻试修环保处理站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑦保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

## 6.4 生态修复方案

本工程新钻井 10 口，其中采气井 5 口，注水井 5 口，新建采气井场 5 座，改造 4 口气举排水井和 1 口电泵排水井，改造 5 口老井，新建 5 座支线阀室，新建 5 座注水井场，新建集输管线约 133km，临时占地面积约为 222.78hm<sup>2</sup>，管线施工作业带宽度 8m。线性工程占地以自然状态的戈壁和裸岩石砾地为主。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 222.78hm<sup>2</sup>临时占地内地貌进行平整恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。本工程生态修复方案及投资建表 6.4-1。

表 6.4-1 本工程生态修复具体投资

序号	工程内容	占地面积 (m <sup>2</sup> )		主要恢复措施	投资 (万元)
		硬化面积	恢复面积		
1	采气井场	6000	66000	场站外围扰动地面回填、平整、夯实，永久占地做地面硬化	70
2	改造井场	2500	/		
3	电泵排水井	1000	/		
4	气举排水井	4000	/		
5	输气阀室	2000	/		
6	输水阀室	1200	/		
7	回注井场	6000	66000		
8	供水阀池	20	/		
9	低点泄压阀池	12	/		
10	采气管线	/	21360	工程结束后，回填、平整、夯实	100
11	气田水转输管线	/	132000		
12	气举排水井补气管线	/	41600		
13	回注水管线	/	876000		
14	伴行道路	/	133800		
15	电力线路	/	310200		
16	通信光缆	/	580800		
合计		22730	2227760		170

## 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 58611 万元，环保投资 430 万元，环保投资占总投资的比例为 0.73%。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 58611 万元，其中环保投资 430 万元，约占总投资的 0.73%，具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)	
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	100	
		生态修复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	70	
		水土保持	水土保持措施	纳入水保方案	
	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	40	
	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	30	
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				430	

## 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 2 中央处理站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 55 万  $\text{m}^3/\text{a}$ ，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/ $\text{m}^3$  进行计算，产生的经济效益为 110 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

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 430 万元，环境保护投资占总投资的 0.73%。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.环境管理和监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

### 8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理的内容包括：机构设置及职责、管理制度、管理计划和环保责任制等内容。

#### 8.1.1 机构设置

本工程为气田滚动开发扩建项目，依托现有的管理体制，实施 HSE 管理体系，施工期的环境监督与管理以及运营期日常性环保管理工作。

#### 8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本工程包括采出气集输系统以及相关配套设施，在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施

工期对周边的生态环境影响较大。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，最大限度地减轻本工程建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

## 8.2 企业环境信息公开

### (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：新部署水平采气井 5 口（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21），总进尺 2.141 万 m，配套新建采气支线阀室 5 座，新增天然气产能规模为  $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建 4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 1 口电泵排水井（克拉 2-J204），配套新建输水阀室 3 座，排水量为  $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；改造老井 5 座（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603）；克拉 2 中央处理站扩建  $6000 \text{m}^3/\text{d}$  的采出水处理系统；新部署回注直井 5 口（克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 212W），总进尺 2 万 m，配套新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座，回注量为  $2800 \text{m}^3/\text{d}$ ；改造克深 602 注水井场；对克拉 2 中央处理站 15 年以上容器评估、监测、更换，以及对地面已建系统进行分析改造；新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；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 18km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

### (2) 排污信息

本项目污染物排放标准见 2.5.2 节。

本项目污染物总量控制指标情况见 3.5 节。

### (3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田公司克拉 2 气田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。

公示方式：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。

公示时间要求：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 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。根据中国石油企业 HSE 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 8.3-1。

#### 8.3.1 项目施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

(1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

(2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护生态环境、防止水土流失等；

(3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；(4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与沿线县生态环境、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

(5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

### 8.3.2 运营期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运营期管理的主要内容是：

(1) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

(2) 制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

(3) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；

(4) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

#### 8.3.2.1 正常工况的环境管理

(1) 制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

- ① 生产过程中安全操作规程；
- ② 设备检修过程中安全操作规程；
- ③ 正常运行过程中安全操作规程；
- ④ 各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；
- ⑤ 不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、罐区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；
- ⑥ 环境保护管理规程。

(2) 员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括：基础培训、技能培训和应急培训三部分。

### (3) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

### (4) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定相应考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

## 8.3.2.2 事故风险的预防与管理

### (1) 对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

### (2) 制定事故应急预案和建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

### (3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

本工程环境管理监督内容见表 8.3-2。

表 8.3-2 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	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			
		植被			
		水土保持			
		重点区段			
	污染防治	施工扬尘			
		废水			施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至克深作业区公寓现有生活污水处理设施处理
					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			
		噪声			
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管	
		固体废弃物			
		噪声			
		设备泄漏检测			
	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			
		噪声			
	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			

## 8.4 环境监测计划

建设单位将委托具有环境监测资质的环境监测站，实施环境监测工作。施工期环境监测计划见表 8.4-1。

表 8.4-1 施工期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测内容	监测频次
1	大气	场站、井场、管线	施工场界的 TSP 日均浓度	施工期监测一次
2	噪声	场站、井场、管线	施工场界噪声监测	施工期监测一次

运营期的环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测项目	监测方式
废气	克拉 2 站场边界	1 次/年	非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S、NH <sub>3</sub> -N	委托监测
	井场边界	1 次/年	非甲烷总烃	
废水	克拉 2 站污水处理装置	1 次/年	悬浮固体含量、含油量、SRB、IB、TGB	
噪声	克拉 2 站边界	1 次/年	等效 A 声级 (dB)	
	井场边界	1 次/年	等效 A 声级 (dB)	
土壤	克拉 2 站、井场下风向 10m 处	每 5 年一次 10m 处	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	

## 8.5 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，国家环保总局等部门联合下发了《关于在重点建设项目中开展工程环境监理试点的通知》（环发[2002]41号），对青藏铁路、西气东输工程等 13 个建在生态敏感区、生态环境影响突出的国家重点工程实行环境监理试点。建议本工程可以充分借鉴相关项目的工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油天然气股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

### (1) 环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

- ② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- ③ 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

#### (2) 环境监理人员主要职责

- ① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- ② 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。
- ③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。
- ④ 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场及管线管沟开挖现场扰动范围	(1) 管线是否满足环评要求 (2) 施工作业带是否超越了作业带宽度； (3) 挖土方放置是符合要求，回填后的土方处置是否合理； (4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (5) 施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
2	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (1) 有无破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	

## 8.6 环保设施竣工验收管理

### 8.6.1 环境工程设计

- (1) 必须按照本环评文件及其批复要求，落实本工程环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案；
- (2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理；
- (3) 本工程污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施必须与主体工程同时建设投入运行。

### 8.6.2 环境设施验收建议

#### 8.6.2.1 验收范围

与本工程有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等；

### 8.6.2.2 验收清单

建设单位在项目建成后，应按照《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》中有关规定，进行自主验收。

本工程环境保护验收建议清单见表 8.6-1。

表 8.6-1 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	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 <sup>3</sup> ） 《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处理系统处理达标后回注地层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
地下水	采出液	井场	井场防渗：井口用永久占地		等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 <sup>-7</sup> 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
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；集输管线作业带宽度 8m，井场占地，集气站占地		《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
	水土防治区	井场、阀组、管线	水土保持		维护生态安全
	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				

## 8.7 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.7-1。

表 8.7-1 克拉2气田开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m <sup>3</sup> )	环境监测要求
			环境保护措施	运行参数		排放时段	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	部署 10 口采气井、改造 5 口排水井、新建 5 口注水井及站场改造	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	1.666	非甲烷总烃 ≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中边界污染物控制要求及《挥发性有机物无组织排放控制标准》
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求		
废水	气田排水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水新建克深-克拉2处理站污水装置处理达标后回注			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》		
类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求				
噪声	压缩机		L <sub>eq</sub>	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	降噪 20dB (A)	厂界 昼间≤60dB (A)； 夜间≤50dB (A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准				
	增压泵		L <sub>eq</sub>		降噪 20dB (A)							
	注水泵		L <sub>eq</sub>		降噪 20dB (A)							
序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	监测要求							
固废	废压裂液	/	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	全部妥善处置，不外排	无害化处置							
	废酸化液	/										
	废洗井液	/										
	油泥(砂)	HW08	收集后定期送绿色环保站处置									
	清管废渣	HW08										
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行										



## 9.结论与建议

### 9.1 工程概况

本项目新部署水平采气井 5 口（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21），总进尺 2.141 万 m，配套新建采气支线阀室 5 座，新增天然气产能规模为  $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建 4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 1 口电泵排水井（克拉 2-J204），配套新建输水阀室 3 座，排水量为  $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；改造老井 5 座（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603）；克拉 2 中央处理站扩建  $6000 \text{m}^3/\text{d}$  的采出水处理系统；新部署回注直井 5 口（克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 212W），总进尺 2 万 m，配套新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座，回注量为  $2800 \text{m}^3/\text{d}$ ；改造克深 602 注水井场；对克拉 2 中央处理站 15 年以上容器评估、监测、更换，以及对地面已建系统进行分析改造；新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；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 18km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

本项目总投资为 58611 万元，环保投资 430 万元，占总投资的 0.73%。

### 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），工程区属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。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石质土，山前冲洪积倾斜平原主要是棕漠土。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

评价区域内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  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；各监测点  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{NH}_3$  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。汞现状数据满足《环境空气质量》（GB3095-2012）附录 A 标准限值。

### 9.2.3 水环境质量现状

克孜尔河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附近乡村农业或畜牧业的污染，导致地表水监测点的总氮均超标。

评价区域各地下水监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。区域地下水水质较好。

### 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  $2.27\text{hm}^2$ ，临时占地面积  $223.7\text{hm}^2$ ，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。

### 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。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，集中收集后送至克拉 2 生活基地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。本项目采出水依托克拉 2 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、轮式装载机、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克深区块固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后，拉运至拜城县生活垃圾填埋场处理。

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

区域 VOCs 建议总量指标为 1.666t/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。