中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

克拉苏气田克深8区块提采重大开发试验方案地面工程

环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2021年9月

目　　录

1 概述.....3

1.1 项目特点.....3

1.2 环境影响评价过程.....5

1.3 分析判定相关情况.....5

1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....8

1.5 环境影响评价主要结论.....8

2 总则.....10

2.1 评价目的与原则.....10

2.2 编制依据.....11

2.3 境影响因素识别和评价因子筛选.....16

2.4 环境功能区划.....17

2.5 评价因子和评价标准.....18

2.6 评价工作等级和评价范围.....22

2.7 评价时段与评价重点.....28

2.8 控制污染与环境保护目标.....28

2.9 评价方法.....30

3 工程概况与工程分析 31

3.1 环境影响评价及建设历程回顾

3.2 工程概况. 36

3.3 工程分析. 54

3.4 清洁生产分析 73

3.5 污染物排放总量控制分析 80

3.6 与法律法规、相关规划符合性分析 81

4 环境现状调查与评价 93

4.1 自然环境概况.....93

4.2 生态环境现状调查与评价.....95

4.3 土壤环境现状调查与评价.....101

4.4 环境空气质量现状调查与评价.....104

4.5 地表水环境质量现状调查与评价.....106

4.6 地下水环境质量现状调查与评价.....106
4.7 声环境质量现状调查与评价.....109
5 环境影响预测与评价.....112
5.1 生态环境影响分析.....**错误!未定义书签。**
5.2 大气环境影响分析.....131
5.3 水环境影响分析.....**错误!未定义书签。**
5 4 声环境影响分析与评价.....**错误!未定义书签。**
5 5 固体废物影响分析.....146
5.6 土壤环境影响分析.....147
5.7 环境风险评价.....151
6 环境保护措施及可行性论证.....157
6.1 施工期环境保护措施.....157
6.2 运营期环境保护措施.....158
6.3 闭井期环境保护措施.....163
6.4 生态修复方案.....165
6.5 事故风险防范措施.....166
6.6 应急预案.....169
7 环境经济损益分析.....173
7.1 环保投资分析.....173
7.2 环境效益、社会效益分析.....174
8 环境管理和监测计划.....175
8.1 环境管理制度.....175
8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立.....176
8.3 环境管理计划.....176
8.4 环境监测计划.....181
8.5 施工期开展环境工程现场监理建议.....181
8.6 环保设施竣工验收管理.....182
9 结论与建议.....185
9.1 评价结论.....185
9.2 建议.....190

1 概述

1.1 项目特点

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。根据塔里木油田十三五规划，到 2020 年塔里木油田公司天然气年产量将达到 $300\times10^8m^3$。随着天然气勘探开发不断取得新突破，克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 $100\times10^8m^3/a$ 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。克拉苏气田继克拉 2 发现后，又分别在大北、克深 2、克深 8、克深 5、克深 6、克深 9 和克深 13 等构造取得重要突破。

克拉苏气田克深区块包括克深 2、克深 8、克拉 8、克深 6、克深 16 等区块，地质储量 $6202\times10^8m^3$，分两期建成，年产气规模 $120\times10^8m^3$。一期克深 2、克深 8 区块动用地质储量 $3002\times10^8m^3$，年产天然气规模 $60\times10^8m^3$，凝析油 10890t/a。其中，克深 2 区块年产天然气 $35\times10^8m^3$，凝析油 6352.5t/a，克深 8 区块年产天然气 $25\times10^8m^3$，凝析油 4537.5t/a。二期外围的克拉 8、克深 6、克深 16 等区块动用地质储量 $3200\times10^8m^3$，年产天然气规模 $60\times10^8m^3$。2013 年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《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》，工程包括①内部集输：克深 2 区块和克深 8 区块的井场、集气站、采气支线、集气管道。主要有：单井 73 口（克深 2 区块生产气井 42 口、观察井 3 口、备用井 7 口；克深 8 区块 21 口全部为生产气井）；集气站 4 座（克深 2 区块 3 座、克深 8 区块 1 座）；清管站 1 座（克深 2 区块）；阀室 30 座（克深 2 区块 21 座、克深 8 区块 9 座）；单井站场 61 座（克深 2 区块 41 座、克深 8 区块 20 座）；采气支线 47.35km（克深 2 区块 32.05km、克深 8 区块 15.3km），采气支干线各 23.18km（克深 2 区块），集气干线 60.86km（克深 2 区块 47.56km、克深 8 区块 13.3km）。② 克深天然气处理厂—克拉 2 中间清管站输气管线，线路长度 27km。③克深天然气处理厂 1 座，集气站 4 座，设计产气量 60 亿立方米/年、凝析油 1.09 万吨/年。报告书于 2014 年 11 月 14 日取的原环境保护部批复（见附件 2，环审[2014]299 号，关于克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报

告书的批复）。2016 年 12 月，该工程通过竣工环保验收（新环函[2016]2031 号）。

克深 8 区块原方案设计年产气规模 $25\times10^8m^3$，预测可稳产 13 年。2016 年起实际年产量均高于方案设计，平均年产气 $34\times10^8m^3$；2017 年起地层压力下降速度高于方案设计，单位压降产气量与方案设计基本一致。

克深 8 区块井位为东西方向线性分布，地质构造东西边部地势低，中部地势高。克深 8 区块正处于高产稳产期，日产气量约 $881.6\times10^4m^3/d$，但根据现生产数据及产能预测数据显示，2021 年开始，克深 8 区块西部 5 口井（克深 8-11、801、8-9、8-7、802 井）及东部 2 口井（克深 806、8-10 井）陆续续见水，油压降低，无法实现自喷生产。气井见水后会大幅影响产能，气田稳产存在一定风险，同时 7 口井位于区块边部，且地势低，若不及时治理，可能会造成边水入侵整个区块，对克深 8 区块产能造成影响。

2020 年，克深 8 区块西部 3 口井（克深 8-11、克深 801 及克深 802 井）先后见水，根据产能预测数据，克深 8 区块西部 2 口井（克深 8-7、克深 8-9 井）及克深 8 区块东部 2 口井（克深 806、克深 8-10 井）产水量也将大幅增加，气井见水导致产能断崖式下降，且气井井筒堵塞问题长期未能有效解决，亟需开展治水对策提高采收率技术攻关，确保气田产量恢复并稳产和提高采收率，并为克拉苏气田克深 2、9、24 等类似区块高效开发提供技术储备。

依据《克拉苏气田克深 8 区块提采重大开发试验方案地质与气藏工程方案》，考虑到克深 8 区块内气源丰富，且采油气专业对气举排水及电泵排水工艺进行相关论证计算，采用气举排水工艺对 6 口井（克深 801、克深 8-11、克深 8-9、克深 8-7、克深 802、克深 806）进行改造，采用电泵排水工艺对 1 口井（克深 8-10）进行改造。

新建气举采出水输水管线，起点为克深 801 排水管线 T 接点，终点为克深天然气处理站，全长 13.1km，管道直径为 DN150，设计压力 2.5MPa，材质选用柔性复合管，最大输水量为 $2160m^3/d$。

新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线，起点为克深天然气处理站，终点为克拉 2 中央处理站，全长 28km（本次新建 17.5km），管道直径为 DN200，设计压力 4.0MPa，材质选用玻璃钢管，最大输水量为 $4080m^3/d$。

1.2 环境影响评价过程

根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），本工程的两个新建集输工程均地处拜城县，属于塔里木流域水土流失重点治理区，涉及环境敏感区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及“水土流失重点预防区和重点治理区”的建设项目，属于环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，2021 年 5 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件）。

天合公司接受委托后，组建项目组，安排技术人员进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时建设单位开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。2021 年 9 月新疆广宇众联环境监测有限公司对本工程区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度论证项目建设的可行性，给出评价结论，提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程施工期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 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，本工程的建设符合国家产业政策。

本工程属克深 8 区块地面项目，为克拉苏气田开发规划方案中的工程内容，符合《克拉苏气田开发规划方案》。本工程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十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

本工程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，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本工程土地利用类型为未利用地，以自然状态的戈壁和裸岩石砾地为主，克深 8 区块所在区域主要为合头草、短叶假木贼，植被覆盖度约为 5%-10%。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程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。因此本工程的建设符合《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），本工程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，本工程占地相对较小，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。

本工程不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

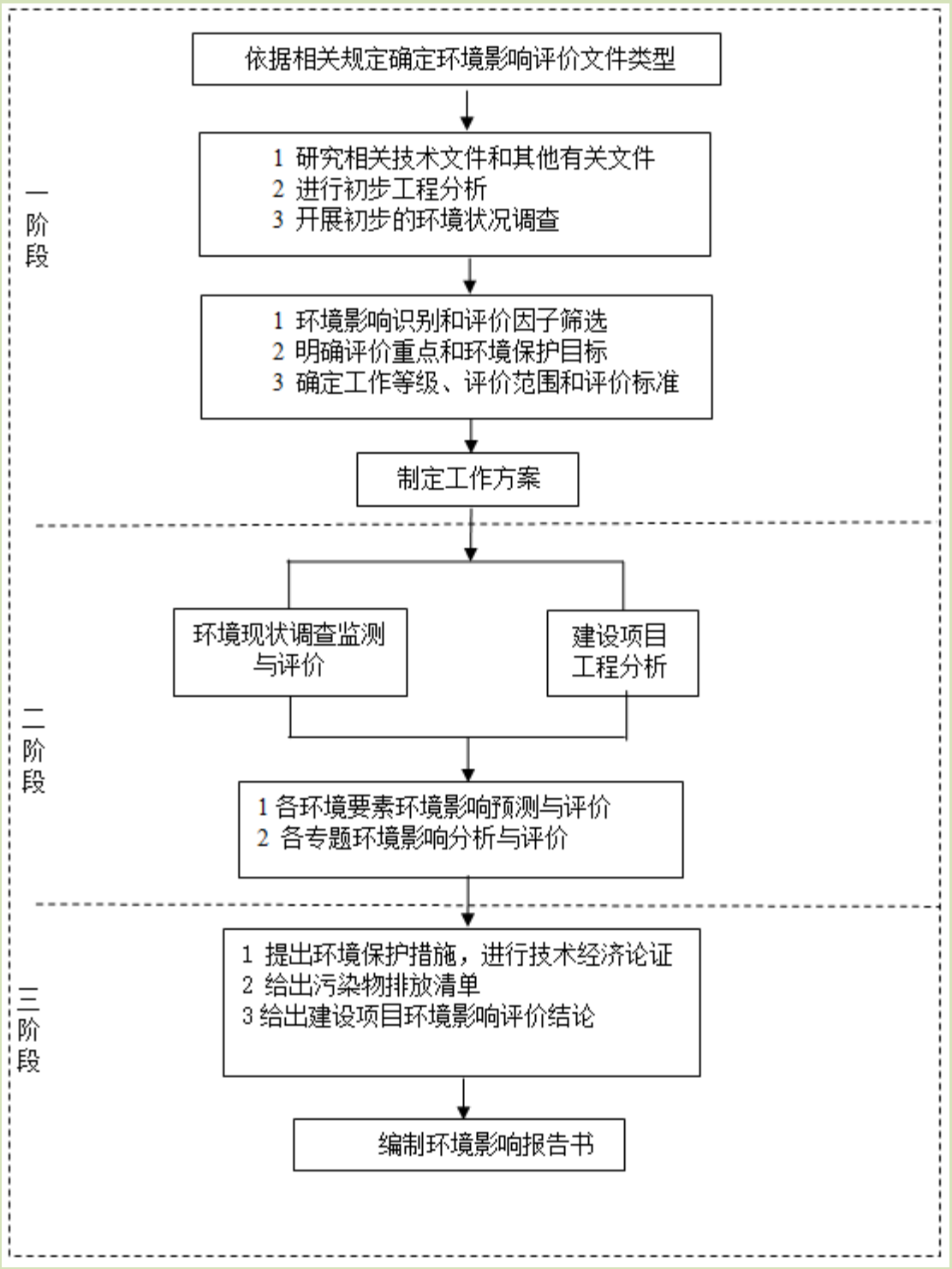


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

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、气田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、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。

本工程为油气开采项目，环境影响因素主要来源于采气、井下作业、集输等各工艺过程，影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、森林公园等敏感区，主要涉及塔里木流域水土流失重点治理区。

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，本工程属于《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。

本工程符合国家产业政策、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。

本工程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。

本工程生产过程中井下作业、采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工程的建设而改变。本工程建设后，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，本工程开发产生的废水、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，本工程建设是可行的。

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，了解本工程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，掌握本工程所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本工程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，预测和评价本工程施工期、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）评价本工程与国家产业政策、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，论证本工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、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，优化本工程建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程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 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产 评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置 控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化 综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

表 2.2-3 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
13	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
14	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发[2012]35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发[2015]17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发[2013]37 号	2013-9-10

9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发[2016]31 号	2016-05-28
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发[2018]22 号	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发[2018]17 号	2018-06-16
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令[2019]第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录（第一批）	国家林业局、农业部第 4 号令	1999-08-04
6	国家重点保护野生动物名录（2021 年版）	国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-01-04
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4 号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办[2013]103 号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发[2012]77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发[2012]98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发[2013]16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评[2018]11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤[2019]25 号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评[2017]4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法（试行）	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函[2019]910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评[2020]1 号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
19	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
20	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
21	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评[2017]84 号	2017-11-14
22	关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知	环办评[2016]95 号	2016-07-15
23	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评[2016]150 号	2016-10-26

24	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办[2015]113 号	2015-12-30
25	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发[2015]163 号	2015-12-10
26	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态[2017]48 号	2015-05-27
27	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
28	自然资源部 国家林业和草原局 关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知	自然资函[2020]861 号	2020-09-26
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
6	关于印发新疆维吾尔自治区 水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保[2019]4 号	2019-01-21
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发[2007]175 号	2007-08-01
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字[2000]201 号	2000-02-01
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发[2018]80 号	2018-03-27
18	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发[2018]133 号	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发[2018]20 号	2018-12-20
20	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发[2018]66 号	2018-09-29

21	自治区党委、自治区人民政府印发 《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发[2018]23 号	2018-09-04
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发 2020]142 号	2020-07-29
23	新疆维吾尔自治区塔里木河流域水资源管理条例（2014 年修订）	12 届人大第 10 次会议	2014-11-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.8；

（2）《克拉苏气田克深 8 区块提采重大开发试验方案地面工程方案》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.6；

2.3 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

本工程主要包括地面工程、原油开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以管线敷设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以原油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	管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	塔里木油田绿色环保站或有资质单位处置	
		天然气生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤、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

根据本工程环境影响要素识别、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	pH、石油烃和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子,《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃	非甲烷总烃、
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、油泥、建筑垃圾
环境风险	-	甲烷、凝析油、CO （1）对气田施工期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）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原油泄漏事故进行预测分析

注：根据建设单位提供资料，克深 8 区块天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，不含 H_2S，是优质天然气。

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程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

本工程区周边无常年地表水体分布，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为III类功能区。

2.4.3 声环境

克深 8 区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地拜城县境内，克深 8 号构造位于库车坳陷克拉苏构造带克深区带。克深 8 气藏与克深 2 气藏相邻，西南距拜城县城约 49km，东北距克拉 2 中央处理站仅 7.9km，气藏南距 307 省道直线距离 12km。

本工程所在区为气田开发区，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》，工程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。

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[2019]4 号），本工程所在区域属于塔里木流域水土流失重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据本工程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 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³的标准。其主要评价指标见 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准限值

序号	评价因子	标准限值 μg/Nm³			标准来源
		年平均	日平均	小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	50	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

（2）水环境

本次评价范围内无地表水分布；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 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值
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 $CaCO_3$ 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_{Mn} 法，以 O_2 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[b]/100mL 或 CFU[c]/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

本工程所在区域内除气田工作人员外，没有固定集中的人群活动区，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

评价范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，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	䓛	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	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				

区域地面工程场站外的土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标

准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.5-4。

表 2.5-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值（pH＞7.5）
1	Cu≤	mg/kg	100
2	Zn≤	mg/kg	300
3	As≤	mg/kg	25
4	Ni≤	mg/kg	190
5	Pb≤	mg/kg	170
6	Cd≤	mg/kg	0.6
7	Cr≤	mg/kg	250
8	Hg≤	mg/kg	3.4

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中厂界标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

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

（2）废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，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/T5329-2012》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本工程运营期产生的采出水在克拉 2 天然气处理厂处理达标后回注气层，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，本工程运营期管理依托克深作业区现有的组织机构，不新增劳动定员，不新增生活污水。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

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

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；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。噪声限值见表 2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

（4）固体废物

根据本工程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；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；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》（GB18599-2020）；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）。

（5）重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是凝析油，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）及相关标准及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 的相关内容。

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

本工程废气排放源主要为油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算本工程污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）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：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%其他
三级	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（城市人口数）	/
最高环境温度		38.2°C
最低环境温度		-32.0°C
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

污染源名称	评价因子	ρ_0（μg/m³）	ρ_{max}（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大落地浓度点位置
克深 8-10 井场	NMHC	2000	143.92	7.20	/	下风向 25m

表 2.6-3 的计算结果表明，本工程排放的废气污染物主要为非甲烷总烃，根

据 AERSCREEN 模型计算结果，非甲烷总烃最大地面浓度 P_{max} 为 143.92μg/m^3，最大地面浓度占标率 ρ_{max} 为 7.2%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本工程大气环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑气田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以井场为中心区域，自井场厂界外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 地表水

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程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，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，本工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

本工程施工期产生的污染物可以依托处置，运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证本工程废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

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。本项目位于未划定准保护区以外的补给径流区，因此区域地下水划分为较敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-4、表 2.6-5），确定本项目地下水评价等级为三级。

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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法确定。根据区域水文地质资料，克深 8 区块所在区域为透水不含水地层，均难以获取其渗透系数等水文地质参数，均不宜采用公式计算法。本次地下水评价范围确定采用自定义法，根据区域水文地质条件及地下水监测点的分布情况，确定评价范围为。

2.6.4 生态

（1）评价等级

本工程开发油区，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。管线工程占地面积约 28.48hm^2，占地面积小于 2km^2，采气管线。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，具体见表 2.6-7，本工程生态评价工作等级确定为三级。

表 2.6-7 生态评价等级判定

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

（2）评价范围

气田开发生态影响包括直接影响和间接影响，本工程区块内的地面工程，如井场、集输管线等外扩 200m 范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

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

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

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

式中：q_1，q_2，...，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

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

通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值 Q=0.0015。本工程 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，确定本工程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

本工程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。

本工程所在功能区适用于《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，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

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

2.6.7 土壤环境

从气田对土壤环境的影响途径来看，本工程属于污染类项目，本工程占地 4.1854hm^2 均为临时占地，属于小型项目，占地类型主要为未利用地，不占用耕地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“不敏感”。气田开发属于II类项目，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

占地规模 / 评价工作等级 / 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑气田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场区域边界向外扩展 50m，管线区域边界向外扩展 200m

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。

经对本工程所在区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）生态环境影响评价；

（2）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

根据本工程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），使项目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。

图 2.6-1 克深 8 区块井场及集输工程评价范围

2.8.2 环境保护目标

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

表 2.8-1 项目环境保护目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标	环境敏感目标与项目区的位置关系	环境功能区划	各要素保护级别	保护要求
1	环境空气	项目所在区域大气环境	克深8区块	二类功能区	GB3095-2012二级浓度限值	防止对大气环境造成污染
2	声环境	项目所在区域声环境	克深8区块	2类功能区	GB3096-2008 2类功能区	防止对声环境造成污染
3	水环境	克孜尔河	克深8区块	Ⅱ类功能区	GB3838-2002中Ⅱ类标准	不对地表水水质产生影响
		项目所在区域地下水		Ⅲ类功能区	GB/T14848-2017中Ⅲ类标准	不对地下水水质产生影响
4	生态环境	膜果麻黄	克深8区块	天山山地温性草原、森林生态区	自治区Ⅰ级保护植物	生境不受破坏
		鹅喉羚、鸢、苍鹰、红隼、普通鵟			国家Ⅱ级保护动物	生境不受破坏
		赤狐			自治区Ⅰ级保护动物	
5	环境敏感保护目标	克深生活公寓	/	/	/	生活公寓工作人员生活不受影响

2.9 评价方法

本工程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 工程概况与工程分析

3.1 环境影响评价及建设历程回顾

3.1.1 环境影响评价回顾

2013 年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《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》，该项目于 2014 年 11 月 14 日取的原环境保护部批复（见附件 2，环审[2014]299 号，关于克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书的批复）。并于 2016 年 12 月 30 日通过竣工环保验收（新环函[2016]2031 号）。

3.1.2 项目建设历程回顾

根据《克拉苏气田克深区块地面建设工程项目竣工环境保护验收调查报告》可知，克深 8 区气田于 2012 年 8 月即已开工，2015 年 7 月竣工投入试运行。气田共有开发井 21 口（全部为新钻井）、集气站 1 座、阀室 9 座、采气支线 15.3km、集气干线 13.3km、建设天然气处理站 1 座（处理能力为 $60\times10^8m^3/a$）、生活公寓 1 座、固体废物填埋场 1 座（5 池，$3.0\times10^4m^3$）、生产废水暂存池 1 座（$8.64\times10^4m^3$）、生活污水储存池 1 座（$3750m^3$）及其它配套设施。

3.1.3 环境保护措施落实情况

克深 8 区气田 2016 年 12 月通过新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收；经过现场踏勘与现有环评、验收资料对比，项目环保措施及落实情况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　环保措施落实情况对比一览表

污染因素	环评批复环保措施	竣工验收阶段采取环保措施
大气环境	采用先进的技术和设备，选用密封性好的阀门、法兰、垫片和机泵等，以减少烃类的挥发损耗	根据监理报告项目总体施工现场的大气环境质量保持良好。
	通过水平火炬进行测试放喷，外排烟气须满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)二级标准限值要求。	经监测，天然气处理厂、克深8西集气站在正常运行过程中，厂界无组织排放非甲烷总烃最大浓度均未超过《大气污染物综合排放标准》（GB13297-1996）标准限值。
水环境	项目井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至现有克深地区固废填埋场蒸发池蒸发处理。	已落实
	外输管道穿越库车县城北水源地二级保护	外输管道以大开挖方式穿越克孜尔河、库车

污染因素	环评批复环保措施	竣工验收阶段采取环保措施
	区4公里，以大开挖方式穿越克孜尔河、库车河、牙哈河3条河流，穿越段采取增加壁厚、施工时围堰导流、埋管后管道顶部钢筋石笼护顶和浆砌片石护堤等措施，在水流冲刷侧穿越管道适当加大埋深并采取稳管措施。	河、牙哈河3条河流，穿越段采取增加壁厚、施工时围堰导流、埋管后管道顶部钢筋石笼护顶和浆砌片石护堤等措施，在水流冲刷侧穿越管道适当加大埋深并采取稳管措施。
	钻井废水在泥浆池内自然蒸发，钻井泥浆循环利用；生活污水经生物接触氧化工艺处理后，夏季用于绿化，冬季送生活污水蒸发池贮存。	项目生活污水经生物接触氧化工艺处理后，均输送至克深生活污水蒸发池进行蒸发。
	水基泥浆废液池、生产废水蒸发池和生活污水蒸发池采用防渗系数小于1×10^{-7}厘米/秒的防渗材料；废弃油基泥浆、钻屑暂存专用池采用防渗系数小于1×10^{-10}厘米/秒的“原状土平整夯实十混凝土垫层十二布一膜环保型防渗膜十混凝土”防渗措施。	项目水基泥浆废液池、生产废水蒸发池和生活污水蒸发池均按严格按照防渗要求进行施工。
	施工期间，机械检修地面铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地。加强集气站和污水管线沿线的地下水监测，发现问题，及时处理。	根据项目监理报告项目施工期未发现环境违法或生态破坏事件，并且未接到任何投诉或举报。验收调查过程中未发现落地废油。
声环境	距居民点较近的敏感地段夜间禁止施工	项目施工期间未曾收到相关投诉
	站场选择低噪声设备，对高噪声设备采取隔声、减振等综合降噪措施，确保各场站厂界噪声达标。	经监测，天然气处理厂、克深8西集气站厂界南侧昼间、夜间噪声监测值均未超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准限值。
固体废物	钻井产生的废弃水基泥浆、钻井岩屑经干化后运至克深天然固废填埋场填埋。	钻井产生的废弃水基泥浆、钻井岩屑经干化后运至克深天然固废填埋场填埋。
	钻井产生的废弃油基泥浆送至油基废钻完井液资源综合回收利用站，回收处理后运至克深天然固废填埋场填埋。	钻井产生的废弃油基泥浆交由有资质处理单位拉运处理。
	清管废物、天然气处理厂内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥由汽车拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	清管废物、天然气处理厂内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥由汽车拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。
	生活垃圾清运至克深天然固废填埋场填埋。	生活垃圾定期清运至克深天然固废填埋场处理。
生态环境	严格控制施工范围，管沟开挖采取分层开挖、分层回填措施管道穿越，农田施工保留表层耕作土；根据地形条件施工，减少挖填作业量	根据项目环境监理报告项目施工期间严格控制占地，穿越农田的管道施工时均保留表层耕作土。
	施工结束后，施工期井场废液池覆土、压实，对荒漠草场进行生态恢复，对站场和进站道路进行绿化。	现场调查时井场已完成生态恢复工作，战场和进站道路均已进行绿化。
	占地范围内的膜果麻黄在采伐后应进行统一回收，禁止采伐项目临时、永久占地外膜果麻黄。	项目施工期间严格控制膜果麻黄的采伐区域，未出现在项目占地外的采伐情况。
	根据地形条件施工，减少挖填作业量。丘陵区做好管道的导水沟、护坡建设，场站地表进行压盖，减少水土流失	项目丘陵区管道的导水沟、护坡建设较好。
	加强对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物	根据项目监理报告以及验收现场调查，项目施工期以及运营期未发生施工人员与工作人员惊扰与猎杀野生动物的现象，

3.1.4 环境保护措施竣工验收情况

3.1.4.1 环保竣工验收开展情况

2016 年 11 月，由新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院编制完成《克拉苏气田克深区块地面建设工程项目竣工环境保护验收调查报告》，2016 年 12 月 30 日，新疆维吾尔自治区环境保护厅以新环验[2016]2031 号文通过该项目的环保竣工验收。

3.1.4.2 环保竣工验收数据统计

现有工程环保竣工验收数据主要来源于《克拉苏气田克深区块地面建设工程项目竣工环境保护验收调查报告》中的数据。

（1）有组织废气

新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院于2016年11月对生活基地的燃气热水锅炉，天然气处理厂导热炉排放的烟尘、NOx 和 SO_2进行监测，详述如下：

监测结果表明天然气处理厂加热炉及燃气锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中标准限值。

项目环境保护竣工验收无组织废气排放污染源监测结果详见表 3.1-2。

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

监测地点	监测内容	监测结果						最高值	标准限值	达标情况
		第一次	第二次	第三次	第四次	第五次	第六次			
天然气处理厂导热炉	烟尘	9.66	10.3	11.8	10.2	13.1	10.9	13.1	20	达标
	SO_2	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	50	达标
	NOx	111	113	115	113	113	115	115	200	达标
燃气热水锅炉	烟尘	8.74	7.51	9.57	9.28	7.10	10.4	10.4	20	达标
	SO_2	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	＜2.86	50	达标
	NOx	100	105	100	103	105	105	105	200	达标

（2）无组织废气

验收监测期间，天然气处理厂、克深 8 西集气站无组织废气监测结果见表 3.1-3、3.1-4。

表 3.1-3　项目环境保护竣工验收无组织废气排放源监测结果一览表

监测地点	监测内容	监测点位	监测结果		最高值	标准限值	达标情况
			第一天	第二天			
天然气处理厂	H_2S	1#（北）	＜0.005	＜0.005-0.005	0.005	0.06	达标
		2#（西偏南）	＜0.005-0.005	＜0.005-0.005	0.005		达标
		3#（东偏南）	＜0.005-0.006	＜0.005-0.005	0.006		达标
		4#（南）	＜0.005	＜0.005-0.005	0.005		达标
	非甲烷总烃	1#（北）	1.69-1.86	1.69-1.78	1.86	4.0	达标
		2#（西偏南）	1.66-1.79	1.71-1.90	1.90		达标
		3#（东偏南）	1.76-1.94	1.67-1.78	1.94		达标
		4#（南）	1.67-2.06	1.86-1.89	2.06		达标

表 3.1-4　　克深 8 西集气站无组织废气监测结果　　单位：mg/m³

监测地点	监测内容	监测点位	监测结果		最高值	标准限值	达标情况
			第一天	第二天			
克深 8 西集气站	H_2S	1#（南）	＜0.005-0.006	＜0.005-0.005	0.006	0.06	达标
		2#（东偏南）	＜0.005	＜0.005	＜0.005		达标
		3#（西偏南）	＜0.005	＜0.005	＜0.005		达标
		4#（北）	＜0.005	＜0.005	＜0.005		达标
	非甲烷总烃	1#（南）	1.70-1.78	1.74-1.80	1.80	4.0	达标
		2#（东偏南）	1.69-1.88	1.73-1.82	1.88		达标
		3#（西偏南）	1.70-1.73	1.74-1.87	1.87		达标
		4#（北）	1.71-1.77	1.74-1.78	1.78		达标

监测结果表明，天然气处理厂、克深 8 西集气站正常生产过程中，厂界无组织非甲烷总烃最大排放浓度未超过《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值，硫化氢排放符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）恶臭污染物厂界标准二级标准。

（3）废水

验收监测期间，生活基地生活污水地埋式装置设施进、出口采样监测结果见表 3.1-5。

表 3.1-5　　生活基地污水处理设施监测结果表

监测点位	监测时间	监测项目	监测结果				标准限值	达标情况
			第一次	第二次	第三次	第四次		
生活污水处理系统进口	2016.11.02	PH	7.38	7.33	7.39	7.36	—	
		CODcr	310	303	319	297		
		氨氮	19.0	19.2	19.0	19.3		
	2016.11.03	PH	7.30	7.33	7.31	7.32		
		CODcr	373	327	318	357		
		氨氮	19.4	19.1	19.3	19.2		
生活污水处理系统出口	2016.11.02	PH	7.43	7.34	7.30	7.30	6-9	达标
		CODcr	111	99.8	101	96.7	150	达标
		氨氮	17.7	17.7	17.6	17.8	25	达标
	2016.11.03	PH	7.42	7.37	7.55	7.40	6-9	达标
		CODcr	112	107	97.5	108	150	达标
		氨氮	17.9	18.0	17.8	18.0	25	达标

经监测天然气处理厂生活污水经处理后满足《污水综合排放标准》的二级标准限值，目前克深区块生产废水经处理水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后全部回注。

（4）噪声

验收监测期间，克深天然气处理站及克深 8 集气站厂界噪声监测结果见表 3.1-6、3.1-7。

表 3.1-6　　天然气处理厂噪声监测结果　　单位：dB（A）

监测时间	位置	测量值		标准值		达标情况	
		昼	夜	昼	夜	昼	夜
第一天	西侧厂界	52.5	42.9	65	55	达标	达标
	北侧厂界	53.7	43.6	65	55	达标	达标
	东侧厂界	49.6	40.2	65	55	达标	达标
	南侧厂界	46.2	40.1	65	55	达标	达标
第二天	西侧厂界	52.2	41.5	65	55	达标	达标
	北侧厂界	54.1	42.2	65	55	达标	达标
	东侧厂界	50.3	41.2	65	55	达标	达标
	南侧厂界	47.7	40.9	65	55	达标	达标

表 3.1-7　　克深 8 西集气站噪声监测结果　　单位：dB（A）

监测时间	位置	测量值		标准值		达标情况	
		昼	夜	昼	夜	昼	夜
第一天	西侧厂界	53.3	41.5	65	55	达标	达标
	北侧厂界	52.7	42.2	65	55	达标	达标
	东侧厂界	51.9	39.6	65	55	达标	达标
	南侧厂界	49.4	40.1	65	55	达标	达标
第二天	西侧厂界	53.6	44.1	65	55	达标	达标
	北侧厂界	52.5	42.6	65	55	达标	达标
	东侧厂界	52.2	41.2	65	55	达标	达标
	南侧厂界	50.0	41.7	65	55	达标	达标

监测结果表明，天然气处理厂、克深 8 西集气站厂界南侧昼间、夜间噪声监测值均未超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值。

3.1.5 公众意见收集调查情况

建设单位于 2016 年对工程建设地点周边涉及到的居民及政府单位的工作人员进行了公众参与调查，共发放调查问卷 50 份，实际回收有效调查问卷 50 份。

45 位被调查者表示本项目施工期间未发生过扰民现象或纠纷，其余 5 人表示不了解；大多数被调查者表示本项目施工期间扬尘、废水、生态破坏对其没有影响，有 15%左右的被调查者表示影响较轻，只有 2 位表示施工期扬尘、废水、生态破坏对其影响较重。大多数被调查者表示本项目试生产期间噪声、废水、固废对其没有影响，有 10%被调查者表示影响较轻，只有 2 位表示试生产期噪声、废水、固废对其影响较重。在 50 位的被调查者中，有 41 位被调查者对本项目的环保工作表示满意，9 位被调查者表示较满意。

3.1.6 小结

本项目建设单位严格履行环评手续，并完成各期工程竣工环保验收，在验收调查中各项污染物排放也符合国家的标准要求。运行期间未收到自治区环保厅和地方环保局开出的行政处罚通知书。

3.2 工程概况

3.2.1 拟建工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：克拉苏气田克深 8 区块提采重大开发试验方案地面工程

项目性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

克深 8 区位于阿克苏地区拜城县境内，克深 8 气藏与克深 2 气藏相邻，西南距拜城县城约 49km，东北距克拉 2 中央处理站仅 7.9km，气藏南距 307 省道直线距离 12km。区块地理位置详见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设内容及规模

采用气举排水工艺对 6 口井（克深 801、克深 8-11、克深 8-9、克深 8-7、克深 802、克深 806）进行改造，采用电泵排水工艺对 1 口井（克深 8-10）进行改造。克深 8 区块西部 5 口试验井（克深 801、克深 8-11、克深 8-9、克深 8-7、克深 802、克深 806）气举气源取自克深 8 西集气干线，利用压缩机增压后注入试验井进行气举排水。将气举采出气水混合物分离后，低压气再次进入压缩机增压注入试验井，分离出的采出水通过新建采出水输水管线输至克深天然气处理站，由克深天然气处理站进行处理及调配。

东部克深 806 井气举气源取自克深 8 东集气干线，利用压缩机增压后注入试验井进行气举排水。将气举采出气水混合物分离后，低压气再次进入压缩机增压注入试验井，分离出的采出水通过新建排水管线进入本次工程新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线输送至克拉 2 中央处理站进行处理。克深 8-10 井电泵排出水通过新建排水管线进入本次工程新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线输送至克拉 2 中央处理站进行处理。

新建气举采出水输水管线，起点为克深 801 排水管线 T 接点，终点为克深天

然气处理站，全长 13.1km，管道直径为 DN150，设计压力 2.5MPa，材质选用柔性复合管，最大输水量为 2160m³ /d。

新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线，起点为克深天然气处理站，终点为克拉 2 中央处理站，全长 28km（本次新建 17.5km），管道直径为 DN200，设计压力 4.0MPa，材质选用玻璃钢管，最大输水量为 4080m³ /d。

为保障排水试验稳定运行及满足未来气田水处理需求，本次工程在克拉 3 区块配置 5 口回注井（其中老井 3 口：克深 16、克拉 3、克拉 301H；新井 2 口：KL3-5W、KL3-6W）。新增回注能力 3000m³/d，能够满足 2030 年气田采出水回注需求。每座注水井场新建注水缓冲罐 4 座、喂水泵 1 台、注水泵 1 台，新建回注井注水管线 18km。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成一览表详见表 3.2-1。

3.2.1.5 工程投资

工程预算总投资 19077.73 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托现有克深作业区工作人员，井场无人值守。

3.2.2 流体性质

3.2.2.1 天然气性质

克深区块天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，不含 H_2S，是优质天然气。甲烷含量为 95.9~98.7%，平均 97.6%；乙烷含量为 0.315~0.604%，平均 0.519%；丙烷及以上烃组分含量 0.001~0.167%，平均 0.062%；氮气含量低，0.518~1.590%，平均 0.986%；酸性气体含量很少，CO_2 含量 0.110~2.510%，平均 0.810%；气体相对密度 0.56~0.59，平均 0.57，干燥系数（C1/C1+）高，为 0.993~0.997，平均 0.994。

3.2.2.2 地层水性质

克深区块地层水 pH 值 5.64~6.29，密度平均 1.09~1.12g/cm³，氯根含量 11600mg/L，水型 $CaCl_2$ 型，为封闭条件较好的地层水。

表 3.2-1　　项目组成基本情况一览表

项目	基本情况			备注
项目名称	克拉苏气田克深 8 区块提采重大开发试验方案地面工程			—
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 19077.73 万元，其中环保投资 129 万元，占总投资的　%			—
占地面积	占地面积 18.36hm^2（全部为临时占地）			—
规模	预测日排水 2800m^3			—
建设内容	主体工程	钻井工程	新钻井注水井 2 口（克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井）	新建
		地面工程	①改造 6 口气举排水井（克深 801、克深 8-11、克深 8-9、克深 8-7、克深 802、克深 806）和 1 口电泵排水井（克深 8-10）； ②井场新建高压分离计量橇及压缩机； ③克深天然气处理站新增气田水转输泵及负压排泥泵等设备； ④新建注水井场 5 座（老井利用 3 口—克深 16、克拉 3、克拉 301H；新井 2 口—克拉 3-5W、克拉 3-6W）	新建
		集输工程	①新建克深 801-克深 8-11 高压气举供气管线 1.3km；克深 8-11-克深 801 低压气举循环管线 1.3km； ②新建气举采出水转输管线 13.1km； ③新建克深 8-11 单井排水管线 1.15km；克深 801 单井排水管线 0.6km；克深 8-9 单井排水管线 0.4km；克深 8-7 单井排水管线 0.3km；克深 802 单井排水管线 0.4km；克深 8-10 单井排水管线 0.7km； ④新建克深天然气处理站-克拉 2 中央处理站气田水转输管线 17.5km； ⑤新建克拉 301H 井注水管线 7.0km，克深 16 井注水管线 7.5km，克拉 3-5W 井注水管线 0.5km，克拉 3-6W 井注水管线 2.5km，克拉 3 井注水管线 0.5km。	新建
	公辅工程	供电	①各井场均由内部集输干线 10kV 架空线路各 T 接一回 10kV 电源，线径采用 JL/G1A-70/10，线路总长度约为 1.5km； ② 克深 8 西集气站（克深 802 井）、克深 801 井场、克深 8-7 井场、克深 8-9 井场新建 1 座橇装式变频室（压缩机厂家自带）和 1 座橇装式高低压变配电室；克深 8-11 井场新建 2 面防爆配电箱，配电箱为站内新建的电动阀、电伴热等提供电源；克深 806 井场新建 1 座橇装式变频室（压缩机厂家自带）和 1 座橇装式高低压变配电室；克深 8-10 井场新建 1 座橇装式高低压变配电室；	新建

			③在每座回注井新建1座35/10kV 630kVA 落地式变压器及1座10/0.4kV 50kVA 箱变为井场内用电负荷供电，35kV 电源引自本次新建 35kV 架空线路。10/0.4kV 50kVA 箱变内设 4 面 10kV 开关柜、1 台 50kVA 电力变压器及 1 面低压开关柜，并预留 1 台 400kW/10kV 注水泵自带变频柜安装位置及 1 间仪表间。	
		通信	①克深 8-11 井场、克深 801 井场、克深 8-9 井场、克深 8-7 井场、克深 806 井场、克深 8-10 井场、克深 8 西集气站（802 井场）设置数字高清防爆摄像机； ②克深 801 井场、克深 8-9 井场、克深 8-7 井场、克深 806 井场、克深 8 西集气站（802 井场）设工业以太网交换机； ③5 口回注井的自动化网及视频网采用工业以太网交换机组成环形网络结构，接入克拉处理站已建自动化网及视频网，网络传输速率均按 1000Mbps 设计。在每座注水井井场设置 2 套 200 万像素红外网络球型摄像机，对现场进行实时监控。其中 1 套用于监视井场大门以及回注井口；另 1 套采用 200 万像素防爆型网络球型摄像机，用于对现场工艺装置区进行监控。	
		防腐	①站外管道内防腐采用环氧酚醛涂料，厚度 300μm，外防腐采用单层熔结环氧粉末的涂层结构，厚度 300μm。 ②站场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； ③站场内埋地管道、管件等采用性能优良的防腐层，不实施阴极保护； ④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。 ⑤钢管保温管道外壁（埋地不保温管道、地面保温管道）：无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm，保温层采用憎水型硅酸盐保温壳，厚度 40mm，外包 0.6mm 铝合金薄板防护层。保温钢管主要是注水井场内管道、阀池内管道。	
		自控	①井场采用“RTU+现场仪表”的控制模式完成站场工艺过程参数、设备运行状态以及井站上传信号的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU 通过光纤通信方式将数据上传至克深处理站控制中心 SCADA 系统进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行克深处理站 SCADA 系统下达的远程控制指令；	
		热工及暖通	①各井场设备间供暖采用电供暖器、空气调节采用分体热泵型空调器； ②新建的压缩机厂房采用防爆钢制屋顶风机排风，采用防爆自洁式空气过滤送风机组进风。	
		消防	①各排水井场、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；	
		道路	全部利用原井场巡场道路，新建管线沿已有油田道路并行铺设。	
		供水	各采气井场、排水井场、回注井场、阀室均为无人值守，站内场地冲洗用水采用清水罐车由克拉水源站拉运供给。克拉 2 中央处理站内新建装置依托原已建完善的给水系统供给	依托

	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 营运期：采出液密闭输送； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施	
		废水	施工期：废水主要是管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区块绿化；生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至克深区块生活公寓现有生活污水处理设施处置； 营运期：营运期采出水随采出液一起进入克拉 2 中央处理厂处理达标后回注地层； 闭井期：无废水产生	
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：合理安排作业时间	
		固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深区块固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后，拉运至克深区块固废填埋场处理； 营运期：生活垃圾经收集后定期送克深地区固废填埋场进行填埋； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送克深地区天然固废填埋场处理	
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 闭井期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	
		环境风险	营运期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪	
	依托工程	克拉 2 中央处理厂	采出气液混输至克拉 2 中央处理厂进行处理。克拉 2 中央处理厂包含于“西气东输塔里木气田开发建设工程”内，《西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书》于 2002 年 2 月取得原国家环境保护总局批复（环审[2002]20 号），之后于 2005 年 11 月通过竣工环保验收（环自验[2005]21 号）。	依托
		克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置	克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为 500m^3/d，近期将扩建 6000m^3/d 处理规模（该项目环评包含在克拉 2 气田开发调整方案地面工程中，目前已编制完成拟报批），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 块注水井	本工程建成后，克深区块注水井已无法满足新增排水回注需求，需依托克拉 2 区块 5 口回注井进行回注（克拉 301H、克深 16、克拉 3-5W、克拉 3-6W、克拉 3），该 5 口回注井工程已包含在克拉 2 气田	依托

			开发调整方案地面工程中，目前已编制完成拟报批。	
		克深区块生活公寓一体化生活污水处理设施	克深区块生活公寓一体化生活污水处理设施设计处理规模为 48m^3/d，处理工艺采用化粪池+调节池+生化处理工艺，生活污水经处理后，出水水质可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）新污染源二级标准限值要求，夏季用于绿化，冬季排入生活污水蒸发池。	依托
		克深地区固废填埋场	克深地区固废填埋场共计 10 个垃圾池，有效容积 2 万 m^3，其中 8 个工业垃圾池容积 1.6 万 m^3，2 个生活垃圾池容积 0.4 万 m^3。《克深地区固废填埋场及污水蒸发池工程环境影响报告表》于 2010 年取得阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2010]349 号）。 目前固废填埋场工业垃圾池已基本填满，不能继续接受工业固体废物。生活垃圾池还有余量 0.3 万 m^3。本工程施工期生活垃圾产生量为 0.9t，可依托该生活垃圾池处理。	依托
		生活基地	本工程运营期依托克深作业区现有的组织机构管理。目前克深作业区已建成基础设施完善的生活公寓	依托

3.2.3 地面工程

本次地面工程内容主要为利用现有 7 口老井进行气举排水，各井场新增部分循环压缩机、分离撬等设施，并配套井场输水管线；建设 5 口回注井，每座注水井场新建注水缓冲罐 4 座、喂水泵 1 台、注水泵 1 台，新建回注井注水管线 18km。

3.2.3.1 排水井场

7 口排水井中包含 1 座电泵排水。井口排出压力范围为 1.0-1.6MPa。6 座气举排水井排出压力为 20MPa。

1.电泵排水井

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

2.气举排水井

试验井原料气利用原单井采气支线返输，取东西集气干线湿气，经节流后进入计量分离器进行分离，分离后的低压气进入井场压缩机增压，注入试验井；试验井采出介质经计量分离后，低压气体再次进入压缩机，实现气举循环流程；分离出的水通过新建输水管线输送至克拉 2 处理站处理。排水场主要工程内容见表 3.2-2，井场布置及管线走向见图 3.2-1、3.2-2。

表 3.2-2　　项目主要工程量表

一、线路部分		
1	克深 801-克深 8-11 高压气举供气管线	D60.3×7.1 L360N 无缝钢管：1.3km
2	克深 8-11-克深 801 低压气举循环管线	D88.9×5　L360N 无缝钢管：1.3km
3	克深 8-11 单井排水管线	DN80　2.5MPa 柔性复合管：1.15km
4	克深 801 单井排水管线	DN80　2.5MPa 柔性复合管：0.6km
5	克深 8-9 单井排水管线	DN80　2.5MPa 柔性复合管：0.4km
6	克深 8-7 单井排水管线	DN80　2.5MPa 柔性复合管：0.3km
7	克深 802 单井排水管线	DN80　2.5MPa 柔性复合管：0.4km
8	克深 806 单井排水管线	DN80　4.0MPa 柔性复合管：0.7km
9	克深 8-10 单井排水管线	DN80　4.0MPa 柔性复合管：0.7km
10	气举采出水输水管线	DN150　2.5MPa 柔性复合管：13.1km
11	克深处理站-克拉 2 处理站气田水转输管道	DN200　4.0MPa 柔性复合管：17.5km
二、克深 801 井场		
1	气举循环压缩机（往复式）	单机排气量 2-8×10^4m/d，进气压力 1.8MPa，排气压力 20.5MPa（1 台）
2	高压分离计量橇	16MPa，分离器尺寸：2m×6m（1 具）
3	缓蚀剂加注橇	L×W×H=4m×3m×2m，加注量 0.11-0.16L/h（1 具）设计压力 25MPa

三、克深 8-11 井场		
1	高压分离计量橇	16MPa，分离器尺寸：2m×6m（1 具）
2	缓蚀剂加注橇	L×W×H=4m×3m×2m，加注量 0.11-0.16L/h（1 具）设计压力 2.5MPa
四、克深 8 西集气站（克深 802 井）		
1	气举循环压缩机（往复式）	单机排气量 0.4-5×10^4m/d，进气压力 1.8MPa，排气压力 20.5MPa（1 台）
2	高压分离计量橇	16MPa，分离器尺寸：2m×6m（1 具）
五、克深 8-9 井场		
1	气举循环压缩机（往复式）	单机排气量 0.4-5×10^4m/d，进气压力 1.8MPa，排气压力 20.5MPa（1 台）
2	高压分离计量橇	16MPa，分离器尺寸：2m×6m（1 具）
六、克深 8-7 井场		
1	气举循环压缩机（往复式）	单机排气量 0.4-5×10^4m/d，进气压力 1.8MPa，排气压力 20.5MPa（1 台）
2	高压分离计量橇	16MPa，分离器尺寸：2m×6m（1 具）
七、克深 806 井场		
1	气举循环压缩机（往复式）	单机排气量 0.4-5×10^4m/d，进气压力 1.8MPa，排气压力 20.5MPa（1 台）
2	高压分离计量橇	16MPa，分离器尺寸：2m×6m（1 具）
八、克深 8-10 井场		
1	高压分离计量橇	16MPa，分离器尺寸：2m×6m（1 具）
2	采出水外输系统	50m^3 缓冲水罐 1 座，外输水泵 2 台

图 3.2-1　排水井场布设及管网走向图

图 3.2-2　克深处理站-克拉 2 处理站转输管线走向图

3.2.3.2 注水井场

为无人值守站场，井场内由采气树、仪表配电间、注水缓冲罐、喂水注水泵组成井场平面布置占地面积 60m×70m。主要工程量见表 3.2-3。

表 3.2-3　　主要工程量表

序号	名称	单位	数量	说明
一	**气田区供水管道**			
	克拉 301H 井 玻璃钢管 5.5MPa DN100	**km**	**7.0**	
	克深 16 井 玻璃钢管 5.5MPa DN100	**km**	**7.5**	
	克拉 3-5W 井 玻璃钢管 5.5MPa DN100	**km**	**0.5**	
	克拉 3-6W 井 玻璃钢管 5.5MPa DN100	**km**	**2.5**	
	克拉 3 井 玻璃钢管 5.5MPa DN100	**km**	**0.5**	
二	**注水井场（单座井场设备）**	座	5	设备为单井场配置数量
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：25m³/h；扬程：25m			
	电机功率：4.5kW（380V）			
3	注水泵	台	1	
	类型：柱塞泵（5 柱塞）			
	流量：25m³/h；压力 40MPa			
	电机功率：400kW（380V）			
4	注水泵、喂水泵上述同规格各 1 套			冷备

图 3.2-3　注水井场分布及注水管线走向图

3.2.4 钻井工程

3.2.4.1 钻井工程

本次新钻 2 口注水井（克拉 3-5W、克拉 3-6W），总进尺 8000m。

单井钻井井场大小 110m×120m。其中永久占地面积为 4200m²（60m×70m），临时占地面积为 9000m²。临时占地内将修建 1 座应急池（600m³），2 座放喷池（主、副两座放喷池均为 200m³）；设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。钻井期平面布置见图 3.2-4。

图 3.2-4 钻井期井场平面布置示意图

3.2.4.2 井身结构

本次 2 口注水井井身结构为直井。

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

3.2.4.3 钻井液

塔标Ⅰ四开直井钻井液方案设计

1、一开井段

1）一开钻井液体系及配方：（膨润土-聚合物体系）

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

2）一开设计钻井液性能表：

表 3.2-3 直井一开设计钻井液性能表

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

2、二开井段

1）二开钻井液配方

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

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

二开下部钻井液体系及配方（苏维依组底部转化为 KCl 聚磺钻井液体系）：

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

2）二开设计钻井液性能表：

表 3.2-4 直井二开设计钻井液性能表

参数项	二开上部	二开下部
密度（g/cm^3）	1.15～1.55	1.4～1.65

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

3、三开井段

1）三开井段钻井液体系及配方：（KCL 聚磺-近饱和盐水体系）

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

2）三开井段设计钻井液性能表：

表 3.2-5 直井三开设计钻井液性能表

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

4、四开井段

1）四开井段钻井液体系及配方：（聚磺体系）

膨润土(1～3%)+烧碱(0.1～0.3%)+磺甲基酚醛树脂类(2～6%)+磺化褐煤树

脂类(2～6%)+防塌剂 (2～5%)+润滑剂(1～2%)+加重剂。

2）四开井段设计钻井液性能表：

表 3.2-6　直井四开设计钻井液性能表

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

3.2.4.4 完井方式

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，新钻注水井完井方式为套管完井。

3.2.5 配套工程

配套工程包括电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

（1）供电

克深 8 西集气站、克深 801 井场、克深 8-7 井场、克深 8-9 井场均位于建设中的 3#西干线 10kV 架空线路沿线，4 座井场新增负荷约为 1178kW，3#西干线目前所带负荷约为 200kW，富余容量能够满足 4 座井场新增负荷的供电要求。各井场内新建 1 座橇装式变频室（压缩机厂家自带）和 1 座橇装式高低压变配电室。橇装式高低压变配电室的电源引自站外的 10kV 架空线路（3#西干线）。

克深 8-11 井场新增用电负荷约为 10kW，克深 8-11 井场已建有完善的低压配电系统，低压富余容量能够满足新增负荷的供电要求。

克深 806 井场新增高低压用电负荷约为 271kW，克深 8-10 井场新增用电负荷约为 62kW，2 座井场的新增负荷电源均引自克深 1#线。

气田水转输部分新增负荷约为 122kW，换热站 10kV 变电所的富余容量能够满足新增负荷的供电量要求，拟在配电室内两段母线处均新增 1 面低压配电柜，为新建采出水转输装置提供电源。

《克深克拉气田水回注工程》考虑为气田水回注系统新建 1 座 35kV 1×5MVA 变电站供电，电源引自已建康村 110kV 变电站 35kV 侧新增出线柜。本工程依托该 35KV 变电站新建 10kV 架空线路为注水井场配电，电源出自拟建 35kV 变电站。

每座回注井新建 1 座 35/10kV 630kVA 落地式变压器及 1 座 10/0.4kV 50kVA 箱变为井场内用电负荷供电，35kV 电源引自本次新建 35kV 架空线路。10/0.4kV 50kVA 箱变内设 4 面 10kV 开关柜、1 台 50kVA 电力变压器及 1 面低压开关柜，并预留 1 台 400kW/10kV 注水泵自带变频柜安装位置及 1 间仪表间。50kVA 电力变压器主要为井场低压负荷供电。10kV 及 0.4kV 电气接线采用单母线接线方式。注水泵电缆采用 10kV 电力电缆为注水泵配电，泵旁设操作箱，电缆采用直埋地敷设。

（2）通信

① 工业以太网传输系统：改造 7 座井场工业以太网传输系统，用于传输视频监控及仪控数据。工业以太网交换机设备与光纤熔配单元箱合装于机柜间自控 RTU 机柜中。设备的光接口通过跳纤与光纤熔配单元箱连接。工业以太网交换机采用 DC24V 供电，电源引自 RTU 机柜。

② 工业电视系统：7 座井场各设置 2 套 1080P 网络高清防爆前端设备，设备采用对角线方式布置，分别位于工艺装置区和机柜间附近监控立杆上。网管型模块化千兆二层工业以太网交换机、一体化网络、电源信号浪涌保护器等设备安装于自控 RTU 机柜中。前端设备供电采用交流 220V 电源，引自机柜间 UPS 设备。

③ 5 口回注井的自动化网及视频网采用工业以太网交换机组成环形网络结构，接入克拉处理站已建自动化网及视频网，网络传输速率均按 1000Mbps 设计。

为了确保回注井生产装置区在无人操作及远距离值守条件下安全、可靠地运行，能够使克拉处理站中控室值班人员对远端现场情况实施远程视频监控，在新建注水井场新建工业电视监视前端。

在注水井井场设置 2 套 200 万像素红外网络球型摄像机，对现场进行实时监

控。其中 1 套用于监视井场大门以及回注井口；另 1 套采用 200 万像素防爆型网络球型摄像机，用于对现场工艺装置区进行监控。

（3）自控

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深处理站控制中心 SCADA 系统进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行克深处理站 SCADA 系统下达的远程控制指令。

（4）防腐

含有腐蚀性介质的非标设备内壁推荐采用防腐层和阴极保护的联合保护方案。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；新建井场采出水转输管道采用高压柔性复合管，推荐柔性复合管钢转接头部位根据连接形式，采用粘弹体防腐材料或聚乙烯胶粘带进行防腐；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；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。

（5）消防

7 座井场各内设 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器 7 具，MT7 手提式二氧化碳灭火器 1 具；XMDDD-42 灭火器箱 4 个，消防器材间 1 座。注水井场属于五级站场，可不设消防给水设施，5 座注水井场内各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器 4 具，MT7 手提式二氧化碳灭火器 2 具，,消防器材间 1 座。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 克深天然气处理厂

克深天然气处理厂包含于克拉苏气田克深区块地面建设工程内。《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》由国家环境保护部以环审[2014]299 号文（详见附件 4）予以批复。2016 年 12 月，原新疆维吾尔自治区环保厅以新环函[2016]2031 号文（详见附件 5）进行了竣工环保验收。

克深天然气处理厂一期设计天然气处理规模为 $60\times10^8m^3/a$。地面工程方案设计中，油气处理辅助系统按照开发规划产能 $120\times10^8m^3/a$，整体设计，分两期建设。一期 2014 年底建成，设置 1 套规模为 $60\times10^8m^3/a$ 的集气装置、2 套脱水脱

烃装置（单套装置处理规模为 1000×10^{4}m^3/d），2 套脱固体杂质装置、2 套乙二醇再生及注醇装置（单套装置处理规模为 5000kg/h）、1 套凝析油处理装置（设计规模为 50t/d）。天然气脱水脱烃采用“注乙二醇”+“J-T 阀节流制冷”低温分离工艺，脱固体杂质采用化学反应吸附法，乙二醇再生循环使用。

根据《克深气田初步滚动勘探开发方案项目环境影响报告书》，方案提出对克深天然气处理厂进行扩建，扩建内容为：增加 1 套处理规模为 1000×10^{4}m^3/d 的脱水脱烃装置、1 套处理规模为 5000kg/h 的乙二醇再生及注醇装置、1 套处理规模为 25t/d 的凝析油处理装置、1 套清管接收装置。《克深气田初步滚动勘探开发方案项目环境影响报告书》于 2018 年 12 月取得批复（阿地环函字[2018]573 号，详见附件 6）。

（1）总工艺流程

原料天然气（40~55℃，12.1MPa.g）从集气装置来，进入脱水脱烃装置，经空冷器冷却，与自原料气后冷器来的冷产品气进行逆流换热，经过原料气预冷器冷却后，进入原料气分离器分离。分离之后的湿净化天然气与通过雾化喷头雾化后的乙二醇贫液充分接触，与自低温分离器顶部来的冷产品气进行逆流换热。冷却至-15℃，经 J-T 阀节流至 8.25MPa.g，温度降至~-29.7℃后进入装有高效分离原件的低温分离器分离。分离出的冷干气依次进入原料气后冷器、原料气预冷器与原料气换热，换热后的产品气自吸附塔顶部进入吸附塔，通过装填吸附剂的床层后从底部引出至产品气过滤器，其中的固体杂质与吸附剂产生化学反应被吸附。原料天然气经脱固体杂质处理后，固体杂质含量小于 28000ng/m^3，当经吸附塔吸附后的天然气固体杂质含量高于 28000ng/m^3 时，则吸附剂固体杂质容量达到饱和，就需更换新的吸附剂。

从原料气分离器底部出来的烃液进入凝析油处理装置处理，从低温分离器底部出来的醇烃混合液进入乙二醇再生及注醇装置处理。

脱固体杂质采用双塔吸附，并联操作，单台吸附塔中吸附剂量约 56t，若处理厂全年满负荷运行，则约需要三年更换一次吸附剂。

从脱水脱烃装置分离出来的醇烃液，分别进入本装置乙二醇再生及注醇装置。醇烃液先经醇烃液加热器，经乙二醇贫液换热后降压进入三相分离器，从三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的未稳定凝析油进入凝析油处理装置，分离出的乙二醇富液进入富液缓冲罐。乙二醇富液经前机械

过滤器、活性炭过滤器和后机械过滤器进入乙二醇贫富液换热器换热后，进入乙二醇再生塔再生。再生塔顶出来的蒸气经空冷器冷却后，进入再生塔顶回流罐，经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分输至污水处理装置。再生塔顶回流罐的不凝气经吸附罐吸附后至低压放空总管。再生热量由塔底重沸器提供，从重沸器出来的贫液进入贫富液换热器换热，后经乙二醇贫液泵送至醇烃液加热器进一步冷却后进入乙二醇贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经乙二醇贫液注入泵分别注入脱水脱烃装置。

从集气装置来的气田水/凝析油混合物和脱水脱烃装置来的凝液节流到 1.0MPa，经本装置过滤器过滤后进入气田水缓冲罐，进行一级闪蒸，闪蒸气进入燃料气系统，气田水进入污水处理装置。

从气田水缓冲罐分离出的凝析油节流到 50kPa 后与乙二醇再生装置来的液烃混合，进入凝析油换热器换热到 45℃，再进入凝析油三相分离器进行二级闪蒸，闪蒸气直接排放到低压火炬，气田水进入污水处理装置。

经二级闪蒸后得到的产品凝析油经泵提升后进入凝析油罐区储存。

工艺流程基本概况见图 3.2-6。

图 3.2-6　克深天然气处理厂工艺流程图

（2）生产废水处理

克深天然气处理厂已建生产废水收集处理系统 1 套，系统设置 2 座 50m^3 卧式零位罐、2 座 1000m^3 重力沉降罐，设计处理能力为 2000m^3/d，处理工艺采用“重力沉降除油”工艺。生产废水处理达标后回注地层。

（3）依托可行性

克深天然气处理厂已建生产废水处理系统设计处理能力为 2000m^3/d，根据克深 8 区块排水采气试验排水量及 2021-2030 年克深区块日产水量预测数据，到 2030 年气田最大排水量可达到 4460.73m^3/d，届时克深处理站已不能满足处理负荷需求。因此，在本次方案中将对克深天然气处理站气田水处理系统已建 2 座 1000m^3 重力沉降罐进行流程改造，克深区块气田水进入已有重力沉降罐，作为气田水转输气田水缓冲及存储设施，将剩余不能处理的气田水输送至克拉 2 中央处理站新建气田水处理系统处理。改造后的重力沉降罐设置负压排泥装置，便于罐体清淤。

3.2.6.2 克拉天然气处理厂

克拉天然气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》由原国家环境保护总局以环审[2002]20 号文（详见附件 7）予以批复。并于 2005 年 11 月 30 日以环自验[2005]21 号通过建设项目竣工环境保护验收（详见附件 8）。

（1）总工艺流程

克拉2中央处理厂天然气处理规模为3000×$10^4$$Nm^3$/d（99×$10^4$$Nm^3$/a），设置6套脱水脱烃装置，单套装置的处理量为500×$10^4$$Nm^3$/d，装置采用高压注醇、J-T阀节流制冷处理工艺。克拉2中央处理厂脱水脱烃装置于2013年进行了改造，该改造工程包含于“克拉苏气田克深区块地面建设工程”中，改造内容为：在低温分离器液相出口设置1台沉降罐；在产品气管线增加1座脱固体杂质吸附塔和1台干气粉尘过滤器及配套系统；乙二醇再生及注醇装置改造等。克拉2中央处理厂已建乙二醇再生及注醇装置规模为11240kg/h，处理6套脱水脱烃装置的MEG富液。年生产时间为8000小时。由于6套脱水脱烃装置中低温分离器分离的低温醇烃混合液经导热油加热后（温度从-30℃升高到50℃）进入三相分离器分离，没有很好地利用低温醇烃液的冷量；再生塔顶冷却器采用循环水冷却，循环水易结垢，加大了管理难度。改造时在该单元增设了三相分离器，将低温分离器出来的醇烃液经醇烃液加热器加热到0℃，进行初步分离后进入新增三相分离器进行进一步分离；将塔顶冷却器改造为空冷器；更换乙二醇贫富液换热器及贫液冷却器。克拉2中央处理厂脱水脱烃装置改造后，干气出装置条件：压力：7.3MPa，温度：25℃；微量固体杂质：≤28000ng/m^3。

（2）生产废水处理

克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为 500m^3/d，主要处理来自中央处理厂及第二处理厂的集气装置气-液、液-液分离器分离出的气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等。处理工艺采用沉降分离+气浮除油+过滤，以去除废水中的污油及悬浮物。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）依托可行性

克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为 500m^3/d，现状实际处理量约为 350-450m^3/d，尚有部分富裕量。但考虑到远期克深处理站剩余未处理

采出水转输至克拉 2 处理站。因此，克拉 2 处理站规划新建 6000m^3/d 采出水处理装置，设计出水水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求和地质部门提供的回注地层类型、孔隙度和渗透率等参数要求后回注。该工程已包含于《克拉 2 气田开发调整方案地面工程环境影响报告书》中，该项目目前已上报审批，待本工程建成运行后即可依托。

3.2.6.3 克深地区天然固废填埋场

本工程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°55′23.8″，东经 82°27′12.5″。《克深地区天然固废场工程建设项目环境影响报告表》于 2012 年 7 月取得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^3。该填埋场全部为工业固废场，主要处理钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻完井液资源综合回收利用站处理后的一般固体废物以及其他一般工业固废。

目前克深天然固废填埋场尚有余量约 260000m^3，可接纳本工程施工期产生的一般工业固体废物。

3.2.6.4 克深作业区综合公寓生活污水处理装置

本工程施工期产生的生活污水拉运至克深作业区综合公寓，依托已建生活污水处理装置处理。

克深作业区生活公寓已建地埋式生活污水处理装置 1 套（包含于克拉苏气田克深区块地面建设工程内），其设计处理规模为 2m^3/h（48m^3/d），处理工艺采用生物接触氧化法。经排水管道收集的生活污水，经化粪池消化（厌氧）处理，拦截掉绝大部分的悬浮物和沉淀物，再进入污水提升池进行水量和水质调节，然后通过污水提升泵进入一体化污水处理设备处理。最终出水水质达到国家《污水综合排放标准》中二级标准要求后，进入净水池，夏季用于绿化，冬季再加压送至生活污水蒸发池蒸发。

生活污水处理装置现状处理规模为 14.2m^3/d，尚有较大富裕量，可接收并处

理本工程施工期生活污水（76.5m^3）。

3.2.6.5 拜城县生活垃圾填埋场

本工程施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处，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，可接收本工程施工期产生的生活垃圾。

3.2.6.6 生活基地

本工程运营期依托克深作业区现有的组织机构管理。目前克深作业区已建成基础设施完善的生活公寓。

3.2.6.7 道路

本工程不新建道路，充分依托区域内已建成的油气田道路。

3.2.7 工程占地

本工程新建 2 座注水井场，排水集输管线总长 35.6km，注水管线总长 18km，施工作业带宽度按 8m 计，经核算，站场管线临时占地面积 446800m^2，永久占地 8400m^2。

工程占地情况详见表 3.2-7。

表 3.2-7　　工程占地情况一览表

工程内容	占地面积（m^2）			备注
	永久	临时	总占地	
注水井场	2×4200	2×9000	26400	
注水管线	0	144000	144000	施工作业带宽度按 8m 计
排水管线	0	284800	284800	
合计	8400	446800	455200	
注：拟占用土地现状利用类型为未利用地。				

3.3 工程分析

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及气田生产期的采气和油气集输处理过程、处理后采出水回注过程。油气田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.3-1。

图 3.3-1　　油气田开发过程污染物排放流程

3.3.1 施工期工艺过程及排污节点分析

3.3.1.1 钻井工程

本工程包含新钻井 2 口，井型为直井，单井钻完井周期 170 天。新钻井井深为 4000m，采用 ZJ70 钻机或以上级别钻机。钻井作业主要分为钻前工程(进场道路、井场平整、井场建设)、钻井工程(设备搬运及安装、钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分，其施工流程及排污节点见图 3.3-2。

图 3.3-2 钻(完)井工艺流程图

（1）钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

①道路建设

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

②井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石及合格还原土对井场进行铺垫。

（2）钻井及完井工程工艺流程简述

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

（3）钻井工艺简介

工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系泥浆钻井岩屑经不

落地收集系统收集后清运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于撬装式危废暂存间内，定期由有危废处置资质单位接收处置。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

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

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

本工程表层钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会沾附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

（4）测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液

和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

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

3.3.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建 2 口注水井场、对已建地面集输系统装置进行改造、在克深处理站新建采出水转输系统。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将排水井场分离撬、循环压缩机，注水井场注水泵等设备拉运至井

场及站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

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

3.3.1.3 管道工程

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

（1）施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

（2）管沟开挖及下管

工程建设区域浅部地层岩性主要为由粉砂质、砂砾石质及可塑的粉质粘土等构成，管沟坡比设计为 1：0.5。管道下底面以下 100mm 至管道上顶面以上 300mm 之间区域应采用细土回填，管顶 300mm 后采用管沟开挖原土回填。管沟回填土需每隔 0.3m 分层夯实。管道与已建外加电流阴极保护的管道平行敷设时，二者的距离不小于 l0m。当小于 l0m 时，新建管道在距离小于 l0m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。管道与已建管线交叉敷设时，二者之间的垂直净距不小于 0.3m。当小于 0.3m 时，中间必须设有坚固的绝缘隔离物，确保其不接触。双方管道在交叉点两侧各延伸 l0m 以上的管段上，做特强级防腐。管道与已建电力、通信电缆交叉敷设时，其垂直净距不小于 0.5m。当小于 0.5m 时，中间必须设有坚固的绝缘隔离物，确保其不接触。双方管道在交叉点两侧各延伸 l0m 以上的管段上，做特强级防腐。管道与已建电力、通信电缆平行敷设时，二者之间净距不小于 10m，当小于 10m 时，管道在距离小于 l0m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。

（3）管线穿越道路

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：

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

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

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

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

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

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

续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

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

图 3.3-3　穿越道路施工作业示意图

图 3.3-4　一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.3-5　管道交叉施工作业示意图

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

（4）管线穿越山间谷地及戈壁地段、冲沟地段

本项目处于山前冲洪积地貌，当管道沿线穿越大小冲洪沟多处，易受到区域汇集洪水冲刷的威胁，该区域洪水汇集后形成泄洪冲沟。根据沿线区域的地形地貌特点，管道通过冲沟位置，可采用大开挖沟埋方式穿越，管顶覆土厚度＞2.0m，管道穿越地区主要为山间谷地及戈壁地段和冲沟地区，对于山间谷地及戈壁地段，需保证管顶的覆土不被冲刷流失，对于冲沟地段，需防止河床的下切和岸坡的崩塌破坏，因此需采取一定的水工保护措施进行防护。当管线穿越山间谷地，需防止汇水形成径流，造成管顶覆土水土流失，致使管道埋深不够或造成管道裸露，因此需对管顶覆土进行水工保护，主要结构形式为：浆砌石过水面。为防止管线下移，可根据地质条件和坡度，按一定间距设置截水墙，主要结构形式为浆砌石截水墙、浆砌石堡坎。当管线穿越冲沟地段时，为了加强管道穿越地段抗冲刷能力，在管顶回填的过程中布设一定的抗冲刷保护措施，管顶覆土采用中砂回填并

人工夯实，管沟回填所用中砂料由管沟开挖料筛分获得，中砂上部回填管沟开挖料，并分层夯实。在冲沟河床表面管沟开挖范围内铺设浆砌石过水面或混凝土过水面，以增强河床断面的抗冲刷能力。对于局部地区可将浆砌石过水面放宽，做成过水渠形式，间接的进行了排水，同时也对管道爬升段护坡进行了一定保护。

（5）站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液经井场分离撬分离后，废水通过新建集输管线输送至已建集输管线，管线与站内阀组连接。

（6）收尾工作

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

施工阶段工艺流程见图 3.3-6。

图 3.3-6　施工阶段工艺流程图

3.3.2 施工期污染源及其防治措施

3.3.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在改造 6 口气举排水井和 1 口电泵排水井（改造在原永久占地范围内，不新增占地）；新建注水井场 2 座；对克拉 3 井、克拉 301H 井、克深 16 井注水井场进行改造（改造在原永久占地范围内，不新增占地）；对已建地面集输系统和处理系统装置进行改造（改造在原永久占地范围内，不新增占地）。新建各类管线 53.6km。井场、站场、管线建设阶段，占用土地、施工对地表植

被的影响、土壤扰动等。本项目选址选线应避让植被生长茂密地段。

3.3.2.2 施工期环境影响因素

（1）废气

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

① 钻井废气

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

根据开发方案，钻井井队配备 4 台柴油机发电，柴油消耗量平均 4.5t/d。新钻井 2 口，单井钻完井周期 170 天。整个钻井期间共耗柴油 1530t。

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_2：32.792g，THC：3.385g。计算可知本项目钻井期间共向大气中排放 CO：16.4t，NO_2：50.17t，THC：5.18t。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_2 为 0.02kg，钻井期间 SO_2 排放量为 0.03t。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

Ⅰ 车辆行驶产生的扬尘

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

表 3.3-1 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 3.3-1 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	0.1(kg/m²)	0.2(kg/m²)	0.3(kg/m²)	0.4(kg/m²)	0.5(kg/m²)	1.0(kg/m²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

Ⅱ 土石方工程及裸露场地产生的扬尘

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

③ 施工机械及运输车辆尾气

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

（2）废水

本工程施工期产生的废水主要包括钻井工程废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

①钻井废水

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

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 60～100m^3，平均 90m^3。本工程新钻 2 口单井，产生的酸化压裂废水约为 180m^3。

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

③生活污水

根据开发调整方案，新钻井 2 口，单井钻完井周期 170 天。钻井人数一般为 60 人，按每人每天用水量 100L 计算，则生活用水量为 2040m^3，生活污水产生量按用水量的 80%计算则总产生量为 1632m^3。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS 等；类比区域内周边气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5 为 250mg/L、NH_3-N 为 20mg/L、SS 为 200mg/L；各污染物的产量 COD 为 0.65t、BOD_5 为 0.41t、NH_3-N 为 0.03t、SS 为 0.33t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至克深作业区综合公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

④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，试压废水约 200m^3，可用作场地降尘用水。

（3）噪声

本工程施工期噪声源主要是钻井过程各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等设备运转时产生的噪声。根据调查并类比可知，钻井过程中主要产噪设备柴油发电机、钻机噪声源强在 100～110dB(A)、泥浆泵噪声源强在 95～105dB(A)、射孔机和压裂泵车噪声源强在 100～110dB(A)。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-2。

表 3.3-2　　施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强（dB(A)）	噪声源名称	源强（dB(A)）
钻机	110	挖掘机	85
泥浆泵	105	吊装机	85
推土机	85	混凝土搅拌机	90
电焊机	85	运输车辆	78

（4）固体废物

本工程施工建设过程中产生的固体废弃物主要包括施工废料、弃土，钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。

①钻井泥浆

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

②钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取 0.30m；

h——井深，取平均值 4000m。

利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 1229m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 665m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑 384m^3，油基泥浆钻井岩屑 180m^3。本工程新钻井 2 口，总岩屑产生量为 2458m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 1330m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑 768m^3，油基泥浆钻井岩屑产生量为 360m^3。

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

③废润滑油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防治废润滑油落地污染土

壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.5t/口，本工程新钻井 2 口，废润滑油量产生量为 1.0t，定期由有危废处置资质单位接收处置。

④烧碱废包装袋

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

⑤废边角料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程拟建采气管线总长度为 53.6km，则施工废料产生量约为 10.72t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深区块固废填埋场填埋。

⑥生活垃圾

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，单井钻井工程有效施工期约 170d，施工人员共计 60 人，则生活垃圾总产生量为 10.2t。生活垃圾集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

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

（5）施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.3-3。

表 3.3-3　　本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	钻井	井场	TSP、SO_2、NO_x	CO：16.4t NO_2：50.17t THC：5.18t SO_2：0.03t	使用合格燃料
	井场、管线	施工场地	TSP、SO_2、NO_x	/	洒水降尘，使用合格燃料
废水	钻井	井场	酸化压裂液	180m^3	拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站
	井场、管线	管道试压废水	SS	200m^3	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
		生活污水	COD、氨氮等	1632m^3	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	钻井	井场	泥浆	2458m^3	除综合利用外，其余泥浆拉运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站
			废润滑油	1.0t	交有资质企业处理

			废烧碱包装	0.2t	交有资质企业处理
	井场、管线	施工废料	/	10.72t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深天然固废填埋场填埋
		生活垃圾	/	10.2t	集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋
噪声	井场	钻机、泥浆泵	/	95-110dB（A）	加强施工管理
	井场、管线	施工机械、运输车辆	/	78~90dB（A）	

3.3.3 运营期工艺流程及排污节点分析

3.3.3.1 排水工艺流程

（1）气举排水

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

1）工艺特点

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

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

③可实施连续气举和间歇气举，举升深度和举升液量调节灵活方便；

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

⑤地面投资费用高；

⑥若邻井有高压气源时，好大幅度降低投资，经济效益好。

2）适用范围

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

①高气液比井（更换管柱）修井复产；

②压裂酸化井排液（助排）；

③水淹井气举复活；

④气举排水井；

⑤特殊要求：气水量参数变化大、工程限制等。

3）技术参数及应用条件

①通常，井深≤5000m；

②通常，排液量≤1000m^3/d；

① 油套管需要承受高压；

② 须具备高压气源（如：压缩机或高压气源井）。

（2）电泵排水

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

1）技术特点

适应于地层压力低、产液量大的井。局限性是一次性投入和运行成本较。

2）适用范围

电潜泵排水采气工艺技术适应于低压水淹井的复产和气藏强排水。

3）技术参数及应用条件

①排量：50～1000m^3/d；

②扬程：0～4000m；

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

④运行频率：50～70HZ；

⑤功率：最大 600hp（适用于 Φ177.8mm 套管）；

⑥机组通常选用变频机组以适应气井产液量在一定范围内的变化。变频器控制电机，启动频率比较低，所以启动电流小，基本上做到了软启动，特别适应小容量电网；变频器能自动调节多种参数，保护功能齐全，使井下机组寿命大大提高。

⑦选井要求：应尽量选择气液关系清楚、气液两相流量波动不太大的井。排水过程中废气污染源主要为井场(管道、阀门、法兰)无组织排放的非甲烷总烃；废水主要为排出的采出水；噪声污染源主要为采气树节流、压缩机、电潜泵机组产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

（3）总体工艺流程

在克深 801 井场增设 1 台压缩机，为克深 801 及克深 8-11 井气举试验供气；在克深 8-9、克深 8-7、克深 8 西集气站（克深 802 井）及克深 806 井各增设 1 台压缩机，为井场所辖单井气举试验供气。

试验井原料气利用原单井采气支线返输，取东西集气干线湿气，经节流后进入计量分离器进行分离，分离后的低压气进入井场压缩机增压，注入试验井；试验井采出介质经计量分离后，低压气体再次进入压缩机，实现气举循环流程；分离出的水通过新建输水管线输送至处理站处理。

图 3.3-7　西区气举井工艺流程

克深 8-10 井电泵排出水进入井场内新建缓冲水罐，由泵增压后通过新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线输送至克拉 2 中央处理站进行处理。

3.3-8　东区克深 8-10 井电泵排水工艺流程

克深 806 井从东集气干线上引气，经节流降压后进入站内新建高压分离计量橇进行气水分离，分离出的气体经气举循环压缩机由 2.8MPa 增压到 20.5MPa，注入克深 806 井进行气举。采出物进入站内新建高压分离计量橇进行气水分离，分离出的气体再次进入气举循环压缩机增压后注入克深 806 井，实现气举循环过程。分离出的采出水进入新建气田水转输管线输至克拉 2 中央处理站进行处理。

3.3-9　东区克深 806 井气举排水工艺流程

3.3.3.2 回注水工艺流程

本项目设计内容是 5 口井（老井利用 3 口——克拉 301H、克深 16、克拉 3，新井 2 口——克拉 3-5W、克拉 3-6W）的供水和注水设计，5 口井分布在克拉处理站东北方向，总体流向是由克拉处理站输水→各井场。站场布局方案思路是克拉处理站低压供水至各注水井场，井场增压注入井口。

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

规划部署的回注井，其中老井利用 3 口——克拉 301H 井、克深 16 井、克拉 3 井，新钻井 2 口——克拉 3-5W 井、克拉 3-6W 井，采用单干管多井配水工艺流程，

二级布站方式，即克拉处理站输水系统→气田区低压供水管道→注水井场增压注入。

工艺流程如下：气田区供水管道供水至井场后，通过井场高压水泵增压注入井口，已建各井场内注水系统采用开式流程，主要是因为来水指标偶尔含油过高，需要除油沉沙。本工程考虑开式流程和闭式流程结合方式，流程框图见图 3.3-10。

图 3.3-10　　注水井场工艺流程简图

水质质量达标，闭式流程：气田区供水管道来净化水（T=5-30℃，Q=600m^3/d，P=0.1~1.15MPa），给注水泵（P-0002）供水，注水泵运行与流量计联锁，联锁控制注入量为 600m^3/d，来水经注水泵增压（T=5-30℃，Q=600m^3/d，P=38MPa）后输送至井口回注。注水泵进口设低压保护，0.035MPa 报警，0.03MPa 停泵；出口设高压保护，38.5MPa 报警，39.5MPa 开启回流管道开关阀，37.5MPa 后关闭回流关断阀，压力达到 40MPa 时停泵。

水质质量不达标，开式流程：气田区供水管道来净化水（T=5-30℃，Q=600m^3/d，P=0.1~1.15MPa），经进罐前调压阀调低压力（T=5-30℃，Q=600m^3/d，P=0.05~0.2MPa）进入 50m^3 注水罐（TA-0001A~D），注水缓冲罐启用时设高液位 2.1m 和液位低 0.5m 液位报警，高高液位 2.3m 联锁关断缓冲罐进液阀门，低低液位 0.3m 联锁停泵，注水罐出水（P=0.005~0.025MPa）经喂水泵（P-0001）提升（P=0.05~0.2MPa）给注水泵（P-0002）供水，注水泵运行与流量计联锁，联锁控制注入量为 600m^3/d，来水经注水泵增压（T=5-30℃，Q=600m^3/d，P=38MPa）后输送至井口回注。注水泵进口设低压保护，0.035MPa 报警，0.03MPa 停泵；出口设高压保护，38.5MPa 报警，39.5MPa 开启回流管道开关阀，37.5MPa 后关闭回流关断阀，压力达到 40MPa 时停泵。

3.3.4 营运期污染源及其防治措施

本工程环境影响主要来源于施工作业以及运营期气田集输工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即工程占地、地表扰动等产生的生态影响与排放的污染物导致的环境污染并存。

3.3.4.1 废气污染源

本项目无组织挥发性废气为气举排水分离撬运行过程中的阀门、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：

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

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

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例；

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 μmol/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，%；

ti—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 3.3-4。

表 3.3-4　　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）
克深 801 井	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
克深 8-11 井	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
克深 802 井	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
克深 8-10 井	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
克深 806 井	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
克深 8-7 井	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03
	连接件	0.028	12	0.009
克深 8-9 井	阀门	0.064	12	0.02
	法兰	0.085	15	0.03

	连接件	0.028	12	0.009
7 口井合计				0.413
克深天然气处理站改造部分	阀门	0.064	14	0.02
	法兰	0.085	14	0.04
	合计			0.06
合计				0.473

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 0.473t/a。

3.3.4.2 废水污染源

本工程井场无人值守，运营期产生的废水主要为气举排水。

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。经预测，单井最大排水量 400m^3/d，7 口排水井最大日排水量 2800m^3/d。采出水依托克深天然气处理厂配套的气田水转输管线送至克拉 2 中央处理站生产废水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。

3.3.4.3 噪声源

本工程运营期产生的噪声主要包括井场气举循环压缩机、高压分离计量撬、注水泵等设备产生的噪声，噪声排放情况见表 3.3-5。

表 3.3-5　　运营期噪声排放情况

序号	噪声源名称	声功率级（dB(A)）	排放规律	治理措施
1	气举循环压缩机	80~100	连续	减振
2	高压分离计量撬	80~90	连续	减振
3	注水泵	70-85	连续	减振

3.3.4.4 固体废物

本工程井场无人值守，运营期产生的固体废物主要为井场分离器检修、清管作业时产生的一定量的废渣。

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，本工程注水管线无需进行清管作业，新建排水管线共计 35.6km，每次废渣量约 40.94kg，清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，可委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 3.3-6。

表 3.3-6　　本工程危险废物产生情况及危险特性一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（kg/a）	产生工序及装置
含油废物	HW08	900-249-08	40.94	油气开采、管道集输

形态	主要成分	有害成分	产生周期	危险特性
固态	油类物质、泥砂	油类物质	2-4 年/次	T，I

（5）运营期污染物产排情况

综上所述，本工程运营期产排污情况汇总见表 3.3-7。

表 3.3-7　　本工程运营期产排污情况汇总

污染因素	污染源	污染物	产生量	排放量	备注
废气	气举、集输过程	非甲烷总烃	0.473t/a	0.473 t/a	全密闭流程，无组织排放
废水	生产废水	气举排水	1022000 m^3/a	1022000 m^3/a	依托克拉 2 天然气处理厂生产废水处理系统处理达标后回注地层，不向外环境排放
固体废物	危险废物	清管废渣	40.94kg/a	40.94kg/a	委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理
噪声	井场设备	机械噪声	80-105dB(A)		采取减振、消声等措施确保厂界达标

3.3.5 闭井期主要污染工序

随着开采活动的不断进行，油气储量逐渐下降，最终将进入闭井期。气井开发进入尾声时，各种设施设备将停止使用，油气开采、集输过程产生的废气、噪声、固废等对环境的影响将会消失。

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会产生扬尘和建筑垃圾（废弃管线、废弃建筑残渣等）。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，及时清运建筑垃圾，减轻环境影响。

3.4 清洁生产分析

3.4.1 清洁生产评价指标

3.4.1.1 工艺技术与装备

（1）机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

（2）对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

（3）采用先进可靠的自动控制系统技术，提高生产运行参数的准确性。

（4）工艺过程为全密闭式，除无组织排放外，各区块基本没有大气污染物排放。

（5）采用高效节能设备、材料和密封性好的阀门，采气管道采用内防腐层和阴极保护技术，提高设备利用率和安全性，充分减少天然气在管线中的损失。

（6）采用已在国内外油气田得到广泛应用的 SCADA 监控与数据采集系统，完成克拉苏气田克深区块项目整个作业区生产数据采集、管理、分析处理等工作。

（7）计量站控制系统采用远程终端测控单元（RTU）；计量站控制系统采用可编程控制器（PLC）；集中处理站控制系统采用分散控制系统（DCS）。作业区信息中心完成油田生产数据采集、数据管理、数据分析处理等工作。

3.4.1.2 资源能源利用

本工程设计在以下几个方面采取节能措施：

（1）机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

（2）对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

（3）采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。

（4）工艺过程为全密闭式，没有油气排出。

（5）选用低损耗变压器，以降低电能损失。

3.4.1.3 产品指标分析

本工程产品主要为天然气和凝析油，天然气属于清洁能源，在使用过程中污染物产生量少。

3.4.1.4 污染物产生指标分析

（1）废水

气田采出水是气田开发过程中的主要废水，本工程井场的采出液经克深天然气处理厂转输管线送克拉 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，不向外环境排放。

（2）废气

该工程采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。

（3）固体废物

集输管线每 2-4 年清管 1 次，本工程每次清管废渣量约 40.94kg，清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，可委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。

（4）噪声

站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗，选用高效节能电气设备，合理确定供配电线路和电缆，减少线路损耗。

（5）生态保护及水土保持措施

本工程在管线的选线、敷设过程中，尽可能地选在植被较为稀少的荒地上，最大限度地避开珍惜保护植被。

严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，使气田开发与生态环境保护协调发展。

通过以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.4.1.5 废物回收利用指标分析

本工程为达到节能增效、综合利用的目的，加强作业废液的处理和综合利用。

（1）井场用水实行管制冲洗砂样在容器中进行，机泵冷却水循环利用，且冲洗设备不用清水。

（2）选用操作灵活、密封性能好的阀门，减少天然的漏损量。

（3）采用节能型电气设备，如节能型变压器和高效节能灯具等。

（4）备用发电机组选用先进、节能的发电机组，减少能耗。

（5）合理提高用电设备功率因数，合理选择电动机、变压器容量，降低电能损耗。

3.4.1.6 环境管理要求

在气田开发的生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范气田生产行为，对井下作业、施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使作业队实施清洁生产有法可依、有章可循，规范企业及职工的生产行为。

（1）把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全克拉苏气田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治，清洁生产工作。

（2）在治理方法上从提高对原材料和资源的利用率入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

（3）气举排水生产过程中加强生产管理，对管线及井口装置定期进行检查和维修，减少或杜绝生产过程中跑、冒、滴、漏现象的发生。

本工程将与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展，达到污染控制、节约

能源、降低能耗与生产技术相结合，采用国内外最先进技术，推行清洁生产综合利用，尽可能充分利用资源、能源、减少或消除污染物的产生，使废弃物在生产过程中转化为可利用资源，消除污染。同时在污染治理上水污染防治以节水和污水资源化为核心；大气污染防治以节能为核心；防治固体废物污染以减量化和资源化为核心。

另外，本工程在污染防治战略上，从侧重污染末端治理逐步转化为生产全过程控制；在污染物排放控制上，由重浓度控制转变为浓度控制与总量控制相结合；在污染治理上，由重分散的点源治理专变为分散治理与集中控制相结合。

3.4.2 清洁生产水平分析

本评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

① 评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”、“否”或完成程度两种选择来评定

② 权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中

所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

③ 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

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

表 3.4-1　　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

<table>
<tr><td colspan="10">定量指标</td></tr>
<tr><td rowspan="2">一级指标</td><td rowspan="2">权重值</td><td rowspan="2">二级指标</td><td rowspan="2">单位</td><td rowspan="2">权重值</td><td rowspan="2">评价基准值</td><td colspan="4">清洁生产审核</td></tr>
<tr><td colspan="2">实际值</td><td colspan="2">得分</td></tr>
<tr><td>（1）资源和能源消耗指标</td><td>30</td><td>综合能耗</td><td>kg 标煤/t 采出液</td><td>30</td><td>稀油：≤65
稠油：≤160</td><td colspan="2">＜30</td><td colspan="2">30</td></tr>
<tr><td rowspan="3">（2）资源综合利用指标</td><td rowspan="3">30</td><td>余热余能利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥60</td><td colspan="2">0</td><td colspan="2">0</td></tr>
<tr><td>油井伴生气回收利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥80</td><td colspan="2">100</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td>含油污泥资源化利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥90</td><td colspan="2">100</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td rowspan="6">（3）污染物产生指标</td><td rowspan="6">40</td><td>石油类</td><td>mg/L</td><td>5</td><td>≤10</td><td colspan="2">30</td><td colspan="2">1.7</td></tr>
<tr><td>COD</td><td>mg/L</td><td>5</td><td>乙类区：≤150</td><td colspan="2">150</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td>落地原油回收率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>100</td><td colspan="2">100</td><td colspan="2">7.5</td></tr>
<tr><td>采油废水回用率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥60</td><td colspan="2">100</td><td colspan="2">7.5</td></tr>
<tr><td>油井伴生气外排率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≤20</td><td colspan="2">0</td><td colspan="2">7.5</td></tr>
<tr><td>采出废水达标排放率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥80</td><td colspan="2">100</td><td colspan="2">7.5</td></tr>
<tr><td colspan="10">定性指标</td></tr>
<tr><td>一级指标</td><td>指标分值</td><td colspan="6">二级指标</td><td>指标分值</td><td colspan="2">清洁生产审核
得分</td></tr>
<tr><td rowspan="5">（1）生产工艺及设备要求</td><td rowspan="5">45</td><td colspan="3">井筒质量</td><td colspan="3">井筒设施完好</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">采气</td><td>采气过程醇回收设施</td><td>10</td><td rowspan="2">采油</td><td>套管气回收装置</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td>天然气净化设施先进、净化效率高</td><td>10</td><td>防止落地原油产生措施</td><td>10</td><td colspan="2">0</td></tr>
<tr><td colspan="3">采油方式</td><td colspan="3">采油方式经过综合评价确定</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td colspan="3">集输流程</td><td colspan="3">全密闭流程，并具有轻烃回收装置</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td rowspan="3">（2）环境管理体系建设及清洁生产审核</td><td rowspan="3">35</td><td colspan="6">建立 HSE 管理体系并通过认证</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td colspan="6">开展清洁生产审核，并通过验收</td><td>20</td><td colspan="2">20</td></tr>
<tr><td colspan="6">制定节能减排工作计划</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td rowspan="4">（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况</td><td rowspan="4">20</td><td colspan="6">建设项目环保“三同时”制度执行情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td colspan="6">建设项目环境影响评价制度执行情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td colspan="6">老污染源限期治理项目完成情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td colspan="6">污染物排放总量控制与减排指标完成情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
</table>

（2）评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi}——第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}——第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 Si 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 Si＞k/m 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 Si 值为 k/m。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^{n} F_i$$

式中：P_2——定性评价二级指标考核总分值；

F_i——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P——清洁生产综合评价指数；

P_1——定量评价指标考核总分值；

P_2——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-2。

表 3.4-2　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1 计算得出：本工程进行清洁生产审核前分数：定量指标得分 86.7 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 88.02 分，与表 3.4-2 中相比较，75≤P＜90，属于清洁生产企业。

3.5 污染物排放总量控制分析

3.5.1 总量控制原则

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

性进行。

3.5.2 总量控制因子

我国主要污染物总量控制指标 4 个，分别为二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

本工程采用密闭集输工艺，主要排放大气污染物为非甲烷总烃。

运营期产生的采出水由克深天然气处理厂及克拉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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站，处理达标后闭路循环，不对外排放，因此不对废水污染物进行总量控制建议。

根据本工程开采处理的工艺特点及本工程具体情况，本工程不涉及总量控制类污染物的排放。建议考核指标：非甲烷总烃。

3.5.3 工程污染物排放量的确定

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本工程建议总量控制指标为非甲烷总烃，无组织排放量估算为 0.473t/a。由建设单位报请阿克苏地区生态环境局确认本工程污染物允许排放总量，将其纳入阿克苏地区总量控制指标内。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 与法律法规、相关规划符合性分析

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49km。克深8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。

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

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

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

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

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

表 3.6-1　　与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合

2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本次未新增产能井	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。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目钻井工程油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置；运营期产生的油泥砂、清管废渣为危废，委托塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本项目采出气在井场回注地层进行气驱排水。	符合

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

3.6.6 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

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

表 3.6-2　　本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条　生产建设项目选址、选线应当避让水土流失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$_3$塔里木河流域重点治理区；本项目环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	根据水土保持方案，针对井场、管线、站场、道路采取防风固沙措施。	符合
第三十九条　国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	根据水土保持方案，针对井场、管线、站场、道路采取防风固沙措施。	符合

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

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

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

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

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 全国矿产资源规划

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

3.7.2《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》

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

3.7.3《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

3.7.4 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

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

图 3.7-1　本项目在主体功能区划图中的位置

3.7.5《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

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

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

克深 8 区块位于新疆阿克苏地区拜城县境内，西距拜城县约 49km，地处塔克拉玛干沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

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

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

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

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

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

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

3.8“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

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

（2）环境质量底线

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

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

（3）资源利用上线

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

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

（4）生态环境准入清单

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

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

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

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

具体管控要求见表 3.8-1。

表 3.8-1 拜城县管控要求

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

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

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

拜城县地处天山南麓中段，东与库车县毗邻，西与温宿县接壤，南隔却勒塔格山与新和县相望，北靠天山与伊犁哈萨克自治州相连，四周群山环抱，呈一带状盆地，全县总面积 1.91 万 km^2。

克深区块是克拉苏气田的四大区块之一，位于克拉苏气田的东侧，其东侧为克拉 2 气田，西侧为大北气田，区块东西长 37km，南北宽 6km，面积 157.972km^2。克拉苏气田克深区块包括克深 2、克深 6、克深 8、克深 9、克深 16 和克深 24 等区块。

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和冲洪积平原区。

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 气候气象

拜城县地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属大陆性温带干旱气候。其气候特点是：夏季凉爽、冬季寒冷、降水较少、蒸发强烈，空气干燥，冬季较长，夏季较短，春季多风，四季变化大。该区域主要气象特征见表 4.1-1。

表 4.1-1　　主要气候要素一览表

气象要素	数据	气象要素	数据
平均气温	7.8℃	年平均风速	0.84m/s
历年极端最高气温	38.2℃	年平均降水量	96.2mm
历年极端最低气温	-32.0℃	年平均最大降水量	217.5mm
最热月平均气温	21.4℃	年均相对湿度	67.0%
最冷月平均气温	-14.1℃	年均蒸发量	1538.5mm
年主导风向	东南风	最大冻土深度	0.89m
冬季风速	0.23m/s	基本雪压	0.65kN/m^2
夏季风速	0.87m/s	标准风压	0.60kN/m^2

4.1.4 水文与水文地质

（1）地表水

拜城县境内共有发源于天山南坡、流域相对独立的 5 条主要河流，自西向东为木扎提河、卡普斯浪河、台勒维丘克河、卡拉苏河、克孜尔河。5 条河流在出山口以上流向由北向南与山脉走向大致垂直，源头高程一般在 3500m 以上，河流长度 92~279km，多年平均径流量 27.9 亿 m^3。河流源头多接冰川，以冰川融水和融雪水为主要补给源，河流径流具有明显的季节性。主要支流木扎提河发源于汗腾格里峰东坡慕斯达板冰川，在拜城盆地西北部破城子处流出山口，折向东流，入拜城盆地，经却勒塔格山北麓沿程先后汇集发源于哈雷克套山南坡的卡普斯浪河、台勒维丘克河、卡拉苏河、克孜尔河后投入克孜尔水库后称渭干河，供库车、沙雅、新和三县农业用水。工程区附近无常年地表水体，自然冲沟较多。

（2）地下水

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

发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成

为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深达到 80 多米。

由卡普斯浪河、台勒维丘克河、卡拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜平原具有干旱-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该区地下水的形成、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。

工程区地下水水位埋深较大，在勘察期勘察深度内未见地下水。

4.1.5 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^2。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。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

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

根据《新疆生态功能区划》，工程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。工程所在区域生态功能区划详见表 4.2-1。

表 4.2-1　　工程区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
III 天山山地温性草原、森林生态区	III_3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	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	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施

4.2.2 生态单元划分

拟建项目为克深 8 区已有 7 口井气举排水的集输工程及 5 口回注井回注工程，根据本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 4.2-2。

4.2.3 生态系统结构和特征

克深区域北倚天山南麓，南接拜城盆地，地势北高南低、西高东低，海拔在 1200~1800m 之间，地貌由北向南跨越剥蚀低山丘陵-冲洪积平原区两大地貌单元，河流和冲沟较发育，地形略有起伏。

本工程所在区域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本工程区及外部道路沿线地表植被及野生动物。

4.2.4 土地利用现状调查

拜城县辖区土地总面积为 1589098.52hm^2，全县有农用地 826263.04hm^2，建设用地 12424.51hm^2，其他土地 750410.97hm^2。拜城县垦殖率为 5.23%，建设用地率为 0.78%，土地资源开发利用程度不高。

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定本次区块内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。本工程区土地利用现状图见图 4.2-2。

4.2.5 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，

本工程区内的，排水集输管线土壤类型以棕漠土及石质土为主。具体分布情况见下图 4.2-3。

（1）棕漠土

棕漠土属于地带性土壤，在克深区块的南部山前冲洪积扇上分布，此外 KeS8-17 井及其管线主要土壤类型为棕漠土。本工程区棕漠土为石膏棕漠土亚类，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，主要分布在低山丘陵地区，石质土分布在海拔高度 1600m-2000m 的区域。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，其所处地形部位多位于山地，丘陵峻岭陡坡，坡度一般 25°-50°，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。

9-30 cm，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 植被现状调查与评价

（1）区域自然植被区系类型

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。按中国植被区划，本工程区属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。本工程区区位于海拔 1600m 以下的山前倾斜戈壁洪积平原区，植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

评价区高等植被有 30 种，分属 9 科，（详见表 4.2-3）。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，在气田区域广泛分布，属于地区广布种。

表 4.2-3　　评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 *Ephcdraceue*	膜果麻黄	*Ephecdra przcwalskii*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*
	合头草	*Sympegma regelii Bunge*
柽柳科 *Tamaricaccae*	琵琶柴	*Rcaumuria soongaria*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
	库车锦鸡儿	*Caragana camilli-schneideri Kom*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼篷	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium rutheulcum*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*Scorzonera salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*
	赖草	*Aneurolepidium seealinud*
	猪毛菜	*Salsola collina Pall*
	戈壁针茅	*Stipa tianschanica Roshev*

（2）评价区植被类型

实地调查结果表明，组成本工程区植被的植物生活型主要是盐柴类灌木、半

灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群，其中灌木和半灌木植物占优势。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等，本区灌丛植被的建群种或优势种，具有明显的防治水土流失的作用。

排水集输管线沿线地势平坦，略有起伏，由北向南缓倾，平均坡度 2%左右。此区域主要为合头草、短叶假木贼，植被覆盖度约为 5%-10%。KeS2-2-H1 井位于海拔高度 1600m-2000m 的区域的低山丘陵段，地面植被稀少，植被覆盖度约为 5%。本工程区植被类型见图 4.2-4。

4.2.7 野生动物现状调查

本工程区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-4。

表 4.2-4　　本工程区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			戈壁
两栖、爬行类	3 种		
绿蟾蜍	*Bufo viridis*		++
南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*		++
密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		++
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*		++
鸟类	19 种		
鸢	*Milvus korschun*	R	+
苍鹰	*Accipiter gentiles*	B	±
普通鵟	*Buteo buteo*	W	+
红隼	*Falco tinnunculus*	R	+
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*	B	±
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*	R	+
原鸽	*Columba livia*	R	+
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	++
凤头百灵	*Galerida cristata*	R	++
角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
云雀	*Alauda arvensis*	B	±
白鹡鸰	*Motacilla alba*	B	+
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	±
黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	S	++
寒鸦	*Corvus monedula*	W	±
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	±
树麻雀	*Passer montanus*	R	+
黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	+
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+

哺乳类	7 种		
草兔	*Lepus capensis*	—	++
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*	—	±
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	—	+
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—	+
狼	*Canis lupus*	—	±
鹅喉羚	*Gazalla subutturosa*	—	±
赤狐	*Vulpes vulpes*	—	±

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

经过咨询当地林业局野生动物保护科以及环保局等单位，该区域共有国家和自治区保护动物 6 种，见表 4.2-5。

表 4.2-5　　本工程区重点保护动物及分布情况

物种	保护级别	区域分布情况	生活习性
鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）	国家II级	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和采气管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51±0.11 只/km²	春夏季节项目区鹅喉羚主要在北部山区活动，秋冬季节鹅喉羚多集 4-8 只小群或分散至项目气田区域活动，从晨昏至午夜不断采食。
赤狐（*Vulpes vulpes*）	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（*Milvus korschun*）	国家II级	多见于山区林地、城郊及居民点附近。天气晴朗时，常见其在天空翱翔。国内分布几遍及各地，终年留居。在项目区北部的山区及南部的农田绿洲边缘常见。	又名老鹰、黑鸢、鹞鹰，体长约 650mm，上体暗褐杂以棕白色；耳羽黑褐色。下体大部分为灰棕色带黑褐色纵纹；翼下具白斑。尾叉状，翱翔时最易识别。发现猎物，立即俯冲直下，以鼠、兔、蛙、鸟等为食。在高大乔木的顶端营巢。
苍鹰（*Accipiter gentiles*）	国家II级	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。在项目区北部的山区森林中及南部的农田绿洲林木生长区有分布。	除迁徙期间外，很少在空中翱翔，多隐蔽在森林中树枝间窥视猎物，一旦发现森林中的鼠类、野兔、雉类、鸠鸽类和其他中小形鸟类的猎物，则迅速俯冲，呈直线追击，用利爪抓捕猎获物。
红隼（*Falco tinnunculus*）	国家II级	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，分布在山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野等，在项目区北部的山区及南部的农田绿洲区有分布。	以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。红隼平常喜欢单独活动，尤以傍晚时最为活跃。繁殖期为 5-7 月。在新疆为留鸟。

普通鵟（*Buteo buteo*）		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。

4.2.8 土地沙化现状

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

本工程所在拜城县属于自治区级塔里木河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，拜城县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 68.8%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

4.3 土壤环境现状调查与评价

4.3.1 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。

土壤类型分布图详见图 4.3-2。

4.3.2 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位

本次委托对共 4 处土壤环境质量进行了现状监测，监测点位信息详见表 4.3-1。

表 4.3-1　土壤环境质量现状监测信息表

厂址占地范围内共设 3 个表层样	KeS802 井内		0.2m 处取样	土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中的 45 项+石油烃
	KeS8-10 井内		0.2m 处取样	石油烃、汞
	KeS8-11 井内		0.2m 处取样	石油烃、汞
包气带现状	克深处理厂		0.2m 处取样	汞

（2）采样时间和监测单位

现场监测时间为 2021 年 9 月 13 日，监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

（3）监测项目

克深 802 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、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共计 46 项。

克深 8-10 井及克深 8-11 井表层样监测点监测因子：汞、石油烃，共 2 项。克深天然气处理厂表层样监测因子：汞。

（4）评价标准

《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。

（5）评价方法

采用标准指数法。

（6）监测及评价结果

土壤现状监测及评价结果详见表 4.3-2~表 4.3-3。

表 4.3-2　　克深 8-10、8-11、克深处理厂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
	克深 8-10 井		克深 8-11 井		克深处理厂		
	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	6L	0.001	10	0.002	/	/	4500
汞	0.044	0.001	0.025	0.0006	0.0004	0.00001	38

表 4.3-3　　克深 802 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	11.7	60	0.195
4	镉	0.21	65	0.003
7	六价铬	0.5L	5.7	0.08
2	铜	24	18000	0.001
3	铅	11.8	800	0.014
5	汞	0.292	38	0.007
6	镍	23	900	0.025
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	䓛	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~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。

4.4 环境空气质量现状调查与评价

4.4.1 工程所在区域达标判定

（1）评价因子和评价标准

评价因子和评价标准见表 4.4-1。

表 4.4-1　　评价因子和评价标准表

评价因子	平均时间	浓度限值	单位	标准来源
SO_2	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	150		
	1 小时平均	500		
PM_{10}	年平均	70	μg/m³	
	24 小时平均	150		
$PM_{2.5}$	年平均	35	μg/m³	
	24 小时平均	75		
NO_2	年平均	40	μg/m³	
	24 小时平均	80		
	1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	μg/m³	
	1 小时平均	10		
O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
	1 小时平均	200		

（2）区域环境空气质量达标判定

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_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 7ug/m³、28ug/m³、95ug/m³、39ug/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.5mg/m³，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 122ug/m³；超过《环境空气质

量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{10}、$PM_{2.5}$。因此阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

表 4.4-2　　阿克苏地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7	60	11.67	达标
NO_2	年平均质量浓度	28	40	70.00	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	95	70	135.71	超标
$PM_{2.5}$	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（mg/m³）	4（mg/m³）	37.50	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	122	160	76.25	达标

4.4.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位基本信息

监测点位基本信息详见表 4.4-3。

表 4.4-3　　环境空气质量现状监测布点表

监测点名称	坐标	监测项目
		小时浓度(一次浓度)
克深天然气处理厂附近		非甲烷总烃、硫化氢、汞。

（2）采样分析方法

采样分析方法详见表 4.4-4。

表 4.4-4　　大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限
1	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07mg/m³
2	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	0.003mg/m³
3	汞	巯基棉富集-冷原子荧光分光光度法	HJ542-2009	6.6×10^{-6} mg/m³

（3）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；H_2S 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。汞执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）附录 A 中浓度限值（0.05μg/m³）。

（4）评价方法

采用占标率法进行环境空气质量的现状评价，其评价公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i——i 污染物的质量浓度占标率；

C_i——i 污染物的监测浓度值，μg/m^3；

C_{0i}——i 污染物的评价标准，μg/m^3。

（5）监测及评价结果

环境空气质量现状监测及评价结果详见表 4.4-5。

表 4.4-5　　其他污染物监测及评价结果一览表

监测点位	监测项目	一次值/小时值浓度范围（mg/m^3）	标准值（mg/m^3）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
克深处理厂	非甲烷总烃	0.24-0.36	2.0	18	0	达标
	H_2S	＜0.005	0.01	50	0	达标
	汞	＜0.0000066	0.00005	13.2	0	达标

根据表 4.4-5，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。汞浓度未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）附录 A 中浓度限值（0.05μg/m^3）。

4.5 地表水环境质量现状调查与评价

集输工程周边均无常年地表水体分布。本工程施工期产生的管道试压废水用作场地降尘用水，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达标后输送至生活污水蒸发池蒸发；运营期采出水依托克深天然气处理厂生产废水处理系统处理达标后回注地层，井下作业废水拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理达标后闭路循环。即本工程施工期及运营期产生废水均不存在直接排放的情况。按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），“间接排放建设项目评价等级为三级 B”，“建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价”，因此本工程地表水环境评价等级为三级 B，仅分析所依托的污水处理设施环境可行性。

4.6 地下水环境质量现状调查与评价

本次评价引用《克深区块 2021 年产能建设项目（一期）环境影响报告书》中地下水环境现状监测数据以评价本工程区域地下水环境质量现状。

（1）监测点位

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位示意图详见图 4.6-1。

表 4.6-1　　地下水质量现状监测布点表

监测点名称	坐标	监测频次	监测因子
墩麻扎水源地		监测 1 次	K^++Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、$SO4^{2-}$、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
SHK02 监测井			
SHK05 监测井			
赛里木镇明吉格代村水源井			
克孜尔乡乡政府水源井			

（2）监测单位

新疆广宇众联环境监测有限公司

（3）监测时间及频率

监测时间为 2021 年 8 月 24 日，每个点位采样 1 次。

（4）监测项目

K^++Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、$SO4^{2-}$、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。

（5）评价标准

地下水水质现状评价选用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中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。

（6）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：

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

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{sd}——标准中 pH 的下限值；

pH_{su}——标准中 pH 的上限值。

（8）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 4.6-2、4.6-3。

表 4.6-2　　区域地下水现状监测结果一览表

序号	检测项目	单位	SHK05 监测井	克孜尔乡乡政府水源井	赛里木镇明吉格代村水源井	SHK02 监测井	墩麻扎水源井
			DXS1-1-1	DXS2-1-1	DXS3-1-1	DXS4-1-1	DXS5-1-1
1	pH 值	无量纲	7.2	7.3	7.1	8.4	7.3
2	总硬度	mg/L	342	152	336	279	401
3	溶解性总固体	mg/L	502	338	513	422	629
4	硫酸盐	mg/L	192	54.6	161	143	253
5	氯离子	mg/L	66.6	56.5	88.4	70.9	68.5
6	铁	mg/L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
7	锰	mg/L	0.01	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
8	挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
9	耗氧量	mg/L	0.98	0.86	1.17	1.10	1.05
10	氨氮	mg/L	0.028	0.025L	0.025L	1.26	0.025L
11	硫化物	mg/L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
12	钠离子（钠）	mg/L	24.3	61.9	74.6	58.8	98.4
13	钾离子	mg/L	4.69	9.21	4.91	7.95	7.42
14	钙离子	mg/L	100	37.8	93.6	77.4	144
15	镁离子	mg/L	18.4	12.7	21.3	18.8	6.66
16	碳酸根	mg/L	1L	1L	1L	5	1L
17	碳酸氢根	mg/L	157	172	155	157	215
18	亚硝酸盐氮	mg/L	0.003	0.003L	0.003L	0.008	0.003L
19	硝酸盐氮	mg/L	1.60	0.79	1.14	0.08L	1.82
20	细菌总数	CFU/mL	40	52	53	44	32
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	0.49	0.25	0.38	0.38	0.58
24	汞	mg/L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L
25	砷	mg/L	3×10^{-4}L	3×10^{-4}L	3×10^{-4}L	3×10^{-4}L	3×10^{-4}L

26	镉	mg/L	1.2×10^{-3}	1.3×10^{-3}	1.3×10^{-3}	1.5×10^{-3}	1.0×10^{-3}
27	铬（六价）	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
28	铅	mg/L	3.4×10^{-3}	2.5×10^{-3}L	2.5×10^{-3}L	4.5×10^{-3}	1.04×10^{-2}
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 4.6-3　　区域地下水现状评价结果一览表

序号	检测项目	标准值	SHK05 监测井	克孜尔乡乡政府水源井	赛里木镇明吉格代村水源井	SHK02 监测井	墩麻扎水源井
			DXS1-1-1	DXS2-1-1	DXS3-1-1	DXS4-1-1	DXS5-1-1
1	pH 值	6.5-8.5	0.13	0.2	0.07	0.93	0.2
2	总硬度	≤450	0.76	0.34	0.75	0.62	0.89
3	溶解性总固体	≤1000	0.5	0.34	0.51	0.42	0.63
4	硫酸盐	≤250	0.77	0.22	0.64	0.57	1.01
5	氯化物	≤250	0.27	0.23	0.35	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	0.33	0.286667	0.39	0.37	0.35
10	氨氮	≤0.5	0.056	0.05	0.05	2.52	0.05
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	0.08	0.0395	0.057	0.004	0.091
20	细菌总数	≤100	0.4	0.52	0.53	0.44	0.32
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	0.49	0.25	0.38	0.38	0.58
24	汞	≤0.001	0.01	0.04	0.04	0.04	0.04
25	砷	≤0.01	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
26	镉	≤0.005	0.24	0.26	0.26	0.3	0.2
27	铬（六价）	≤0.05	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
28	铅	≤0.01	0.34	0.25	0.25	0.45	1.04
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；除墩麻扎水源井中硫酸盐及铅略微超出标准值外、其余各点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。墩麻扎水源井硫酸盐超标可能与区域地质条件和地下水的赋存条件有关。

4.7 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

本次对 7 口排水井井场进行了现状监测，每个井场设置 4 个监测点，在井场四周边界外 1m 处。

（2）监测项目

等效连续 A 声级

（3）监测时间

连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

（4）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。

（5）评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

（6）评价方法

评价方法采用直接对标法。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-1。

根据监测结果，各井场四周昼间噪声值在 41.0~49.0dB(A)之间，夜间噪声值在 39.0~48.0dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

表 4.7-1　　各井场厂界噪声现状一览表

检测点位		测点编号	监测结果			
			9.20 昼间	9.20 夜间	9.21 昼间	9.21 夜间
KeS801井	东厂界	N1	48	45	48	46
	南厂界	N2	47	45	48	45
	西厂界	N3	44	42	43	41
	北厂界	N4	42	41	42	41
KeS8-11井	东厂界	N5	49	47	48	46
	南厂界	N6	45	44	44	43
	西厂界	N7	48	47	48	47
	北厂界	N8	48	46	47	46
Ke8-9井	东厂界	N9	43	41	43	42
	南厂界	N10	42	41	43	41
	西厂界	N11	41	39	42	40
	北厂界	N12	44	42	43	41
KeS8-7井	东厂界	N13	44	42	43	42
	南厂界	N14	42	41	42	41
	西厂界	N15	41	40	42	40
	北厂界	N16	43	42	44	43
KeS802井	东厂界	N17	48	46	48	46

	南厂界	N18	43	42	44	42
	西厂界	N19	44	42	43	42
	北厂界	N20	47	45	46	45
KeS806井	东厂界	N21	42	40	42	41
	南厂界	N22	43	40	42	40
	西厂界	N23	44	42	43	41
	北厂界	N24	43	42	44	42
KeS8-10井	东厂界	N25	43	42	42	41
	南厂界	N26	42	42	43	41
	西厂界	N27	41	40	42	40
	北厂界	N28	41	41	41	40

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 施工期废气影响分析

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。

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)地面工程、管道工程及道路工程施工废气

在地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件

等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(3)机械设备和车辆废气

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

(4)环境影响分析

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

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1)施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

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

(2)机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工期噪声影响分析

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：

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

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

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

表 5.1-3　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
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废料、钻井泥浆废弃物、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.2t/km，本工程拟建采气管线总长度为53.6km，则施工废料产生量约为10.72t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深区块固废填埋场填埋。

②钻井泥浆

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

③钻井岩屑

每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 1229m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑665m^3，磺化泥浆钻井岩屑 384m^3，油基泥浆钻井岩屑,180m^3。

2 口井钻井期间总岩屑产生量为 2458m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑1330m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑 768m^3，油基泥浆钻井岩屑产生量为 360m^3。

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

④生活垃圾

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，单井钻井工程有效施工期约 170d，施工人员共计 60 人，则生活垃圾总产生量为 10.2t。生活垃圾集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

⑤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 1.0t/a，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，定期由有危废处置资质单位接收处置，并按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑥烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程新钻井 2 口，烧碱废包装袋产生量为 0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。并按《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

(1)钻井废弃物处理方案

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

(2)其它要求或方案

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后

随身带走，施工现场不遗留。

④妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场

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

(3)废润滑油及烧碱废包装袋的控制与处置

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

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

5.1.4 施工废水影响分析

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

(1)酸化压裂废水

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个井场产生的酸化压裂废水约 90m^3，本工程共部署新钻井 2 口，酸化压裂废水产生量约为 180m^3。

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

(2)管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐

收集后，进入下一段管线循环使用。试压结束后排入防渗的暂存池，后续用于区块绿化。

(3)生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程生活污水共计产生量为2040m³，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至克深作业区综合公寓现有生活污水处理设施妥善处置，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至克深作业区综合公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

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

5.1.5 施工期生态环境影响分析

本工程区位于海拔1600m以下的山前倾斜戈壁洪积平原区，地处荒漠戈壁，地形平坦，为荒漠生态系统。土壤类型为棕漠土，主要植被为短叶假木贼群系，并伴生有猪毛菜、琵琶柴、膜果麻黄等，植被覆盖度约为5%-10%。

本工程占地面积45.52hm²，其中：永久占地0.84hm²，临时占地44.68hm²，排水及注水集输管线施工作业带宽度8m，管道采用开挖沟埋方式敷设，管顶埋深大于1.5m，占地类型均为未利用地，以自然状态的戈壁和裸岩石砾地为主。

5.1.5.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管道作业带占地，本工程部署12口井（2口新钻井），其余10口井已履行单井环评手续，其井场、进场道路等占地影响已评价过，本项目不再重复评价。

占用植被、土壤和土地情况见表5.1-4。

表5.1-4　　本工程占用植被和土壤情况表　　单位：hm²

序号	工程内容	占地面积(hm²)		占用植被类型		占用土壤类型	占用土地类型
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地		
1	井场（2口新井）	0.84	1.8	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以砾质土琵琶柴荒漠为主	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以砾质土琵琶柴荒漠为主	淡棕钙土	裸岩
2	管线工程	0	42.88			淡棕钙土、石膏棕漠土、	裸岩、戈壁
合计		0.84	44.68			—	-

永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期

取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别为 0.84hm^2 和 44.68hm^2，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.5.2 对土壤环境的影响

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

(1)钻井影响

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

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

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

（2）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。

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

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

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

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

5.1.5.3 对植被的影响分析

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

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

（1）占地影响

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

在投入运营后，临时占地 44.68hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本工程临时占地面积44.68hm^2，以管线、电力工程施工临时占地为主。以每公顷生物量450kg计算，生物量损失约为20.11t。

（3）管线修建对植被的影响

管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在气田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将凝析油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

气田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（6）大气污染物的影响

在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为开发期的空气扬尘。

在气田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，气田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（7）事故排放对植被的影响

气田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和采出气泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的气量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的凝析油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

如塔里木油田公司的输油管线破裂事故，致使 40×60m^2 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶落叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

5.1.5.4 对野生动物的影响分析

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

在施工生产过程中，由于气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行

类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程站场建设的各个过程，气田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

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

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

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

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

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 5.1-1　井场砾石压盖措施典型设计图

（2）管线及道路施工生态保护工程措施

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

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

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

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

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

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止

随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

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

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

图 5.1-2　　彩条旗拦挡典型设计图

5.1.5.6 水土流失影响分析

(1)水土流失影响分析

本工程所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围内，具体工程量为：①新钻井注水井 2 口；②改造 6 口气举排水井和 1 口电泵排水井；③井场新建高压分离计量橇及压缩机；克深天然气处理站新增气田水转输泵及负压排泥泵等设备；④新建注水井场 5 座；⑤新建克深 801-克深 8-11 高压气举供气管线 1.3km；克深 8-11-克深 801 低压气举循环管线 1.3km；新建气举采出水转输管线 13.1km；新建克深 8-11 单井排水管线1.15km；克深801 单井排水管线0.6km；克深8-9 单井排水管线0.4km；克深 8-7 单井排水管线 0.3km；克深 802 单井排水管线 0.4km；克深 8-10 单井排水管线 0.7km；新建克深天然气处理站-克拉 2 中央处理站气田水转输管线 17.5km；新建克拉 301H 井注水管线 7.0km，克深 16 井注水管线 7.5km，克拉 3-5W 井注水管线 0.5km，克拉 3-6W 井注水管线 2.5km，克拉 3 井注水管线 0.5km。配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

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

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，

严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力。由于站场工程、道路工程和管道工程等分建(构)物建设、基础开挖与回填、大量松散土体的临时堆积、建(构)筑材料的临时堆放，造成项目区地表扰动和再塑，使地表失去固土抗冲能力。道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

(2)水土流失保护措施

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

①工程措施：对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

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

5.1.5.7 防沙治沙分析及措施

5.1.5.7.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 19077.73 万元。建设内容包括：①新钻井注水井 2 口；②改造 6 口气举排水井和 1 口电泵排水井；③井场新建高压分离计量橇及压缩机；克深天然气处理站新增气田水转输泵及负压排泥泵等设备；④新建注水井场 5 座；⑤新建克深 801-克深 8-11 高压气举供气管线 1.3km；克深 8-11-克深 801 低压气举循环管线 1.3km；新建气举采出水转输管线 13.1km；新建克深 8-11 单井排水管线 1.15km；克深 801 单井排水管线 0.6km；克深 8-9 单井排水管线 0.4km；克深 8-7 单井排水管线 0.3km；克深 802 单井排水管线 0.4km；克深 8-10 单井排水管线 0.7km；新建克深天然气处理站-克拉 2 中央处理站气田水转输管线 17.5km；新建克拉 301H 井

注水管线 7.0km，克深 16 井注水管线 7.5km，克拉 3-5W 井注水管线 0.5km，克拉 3-6W 井注水管线 2.5km，克拉 3 井注水管线 0.5km。配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。

(2)项目区地理位置、范围和面积

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克深 8 区块。项目总占地预计 45.52hm^2，其中永久占地 0.84hm^2(井场占地)，临时占地 44.68hm^2(主要包括井场、管线临时占地)，占地区域无沙地，评价范围内也无沙化封禁保护区。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

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

(4)项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

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

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

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

5.1.5.7.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1)占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本工程永久占地面积 0.84hm^2，临时占地面积 44.68hm^2，其中荒漠化土地面积为 45.52hm^2，占总占地面积的 100%。

(2)弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回

填管沟和铺垫井场。

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

(3)损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)

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

(4)可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

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

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

5.1.5.7.3 防沙治沙内容及措施

(1)采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)；

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

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

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

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

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

(3)治沙措施（物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施）

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

(4)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

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

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

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

(5)各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.7.4 方案实施保障措施

(1)组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各钻井队、施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2)技术保证措施

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

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

(3)防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资 80 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

(4)生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计克拉苏气田克深 8 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 6-1，近 30 年各月平均气温变化曲线见图 5.2-1。

表 5.2-1　　近 30 年各月平均温度月变化统计表

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

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℃。

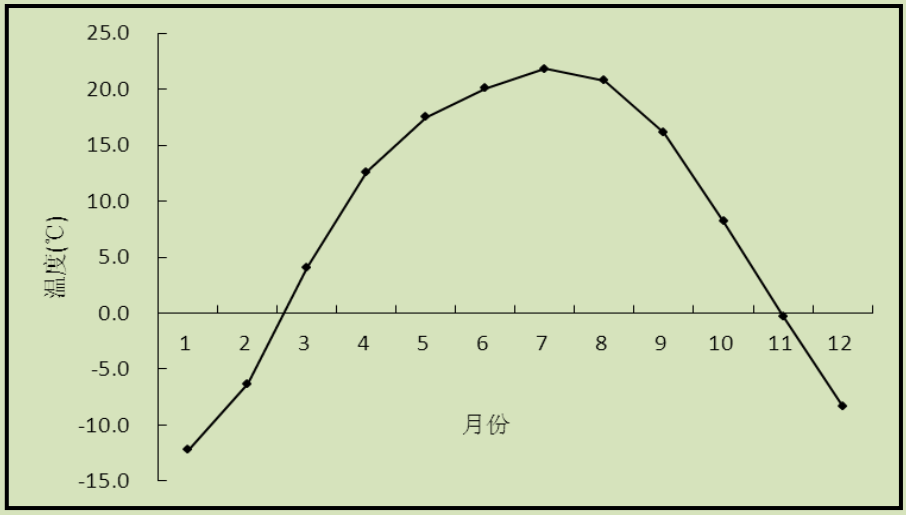


图 5.2-1　近 30 年各月平均温度变化曲线图

（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

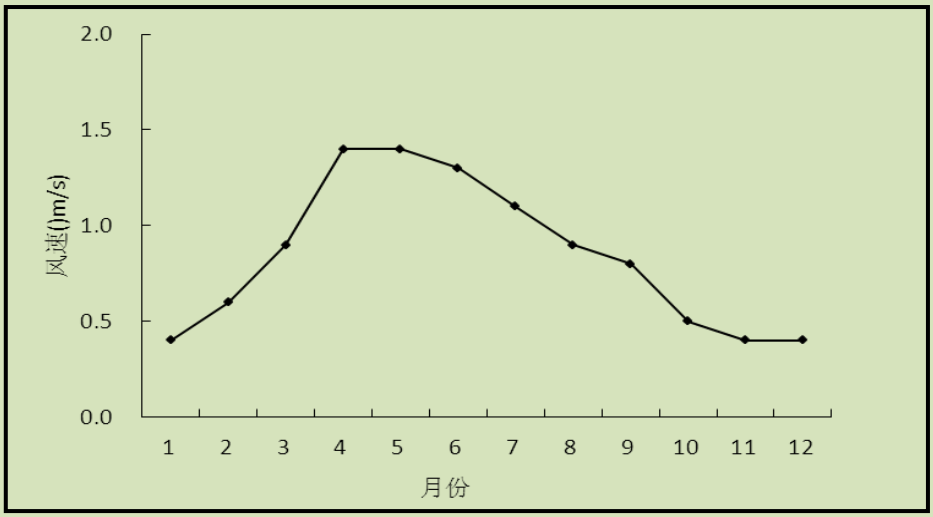


图 5.2-2　近 30 年各月平均风速变化曲线图

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 大气污染物烃类影响分析

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程气举集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。

本次 7 口气举排水井改造工程一致，采出气经井场分离撬分离后，经循环压缩机回注入气层，各单井排水规模一致，估算无组织排放量也基本一致，因此本次评价以其中 1 口单井井场源强进行预测，单井面源参数详见表 5.2-4。

表 5.2-4　　单井井场面源参数表（以克深 8-11 为例）

名称		克深 8-11 井场无组织
面源海拔高度（m）		1441
面源长度（m）		40
面源宽度（m）		30
与正北方向夹角（°）		0
面源有效排放高度（m）		6
年排放小时数（h）		8760
排放工况		正常
污染物排放量（kg/h）	非甲烷总烃	0.0067

本工程无组织废气 NMHC 的落地浓度和占标率详见表 5.2-5。

表 5.2-5　　本工程无组织废气 NMHC 的落地浓度和占标率一览表

序号	克深 8-11 井场无组织		
	离源距离（m）	落地浓度（μg/m³）	占标率（%）
1	10	110.91	5.55
2	25	143.92	7.20
3	50	112.65	5.63
4	75	109.02	5.45
5	100	101.83	5.09
6	125	93.62901	4.68

7	150	85.608	4.28
8	175	78.227	3.91
9	200	72.75401	3.64
10	225	69.066	3.45
11	250	65.54	3.28
12	275	62.257	3.11
13	300	59.195	2.96
14	325	56.373	2.82
15	350	53.723	2.69
16	375	51.244	2.56
17	400	48.952	2.45
18	425	46.96901	2.35
19	450	45.106	2.26
20	475	43.36	2.17
21	500	41.718	2.09
22	525	40.186	2.01
23	550	38.743	1.94
24	575	37.389	1.87
25	600	36.126	1.81
26	625	34.982	1.75
27	650	33.885	1.69
28	675	32.84	1.64
29	700	31.849	1.59
30	725	30.907	1.55
31	750	30.012	1.5
32	775	29.16	1.46
33	800	28.35	1.42
34	825	27.579	1.38
35	850	26.972	1.35
36	875	26.261	1.31
37	900	25.582	1.28
38	925	24.932	1.25
39	950	24.455	1.22
40	/	/	/
	P_{max}	143.92	7.20
	D_{max}（m）	25	

根据大气环境影响估算计算结果（详见表 5.2-5），预测因子均未超标，故本工程无组织废气污染物对区域环境空气质量影响较小。经估算，无组织废气污染物最大落地浓度出现在克深 8-11 井场下风向 24m 处，最大浓度占标率为 7.51%，由此可知，本次 7 口气举排水井在同一区域内，地形及气象参数一致，类比克深 8-11 井预测结果，各井场污染源最大落地浓度均分布在井场下风向 30m 范围内，对大气环境影响较小。

正常运行情况下，井场区域场外非甲烷总烃浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）要求。说明正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环

境空气影响较小。

表 5.2-6　　大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量（t/a）
			标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
井场	非甲烷总烃	采出液密闭集输、日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》	井场外 4.0mg/m^3	0.473

表 5.2-7　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级 ☑	三级□	
	评价范围	边长=50km□	边长 5~50km□	边长=5km☑	
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□	＜500t/a☑	
	评价因子	基本污染物 （SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃）		包括二次 $PM_{2.5}$□ 不含二次 $PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准 ☑	地方标准 □	附录 D □	其他标准 ☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区 ☑	一类区和二类区□	
	评价基准年	（2020）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据 ☑	现状补充监测 ☑	
	现状评价	达标区□	不达标区 ☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排源 ☑ 本项目非正常排放□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥ 50km□	边长 5～50km □	边长= 5 km □	
	预测因子	预测因子 （/）		包括二次 $PM_{2.5}$ □ 不包括二次 $PM_{2.5}$ □	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% □		C 本项目最大占标率＞100% □	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% □□	C 本项目最大标率＞10% □	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% □	C 本项目最大标率＞30% □	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（1）h	C 非正常占标率≤100% □	C 非正常占标率＞100% □	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 □		C 叠加不达标 □	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □		k＞-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☑	无监测 □
	环境质量监测	监测因子：（/）		监测点位数（/）	无监测 ☑
评价结论	环境影响	可以接受 ☑　　不可以接受 □			
	大气环境防护距离	距（　　）场界最远（　　）m			
	污染源年排放量	SO_2:（　　）t/a	NOx:（　　）t/a	颗粒物:（　　）t/a	VOCs:（0.473）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（　　）”为内容填写项					

5.2.2 运营期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。采出水在井场进行分离后，天然气回注气层，废水送克深天然气处理厂，再经克深-克拉 2 转输系统送至克拉 2 处理站处理达标后进行回注；采取上述水污染控制措施后，本工程采出水不会对周边水环境产生影响。

本工程采出水依托已运行的克拉 2 天然气处理厂污水处理系统进行处理。

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^3/d，主要处理来自中央处理厂及第二处理厂的集气装置气-液、液-液分离器分离出的气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等。处理工艺采用沉降分离+气浮除油+过滤，以去除废水中的污油及悬浮物。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 处理站另新建 6000m^3/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 5.2-8。

表 5.2-8　　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^3/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^3/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^3/d 左右。本工程采出水量约为 2800m^3/d，待本工程实施后克拉 2 污水处理系统届时也将投入运行，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 5.2-9　　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流R； 水域面积□
	影响因子	持久性污染物☑；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位(水深)□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□

5.2.3 运营期水环境影响分析

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

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

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

（一）第四系松散岩类孔隙水

1、单一结构潜水含水层

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

（1）水量极丰富区

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

该区潜水位埋深15.10-80.24m，钻孔揭露的含水层厚度为44.59-134.90m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂卵砾石；换算涌水量为5033.71-6959.60m^3/d，

富水性级别为水量极丰富；渗透系数为 28.21-90.52m/d，影响半径为27.41-265.42m。

（2）水量丰富区

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

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

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

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

（3）水量中等区

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

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

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

（4）水量贫乏区

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

2、双层-多层结构潜水-承压水含水层

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

（1）潜水、承压水水量极丰富区

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

（2）潜水水量极丰富、承压水水量丰富

呈东西向弧形条带状分布于评价区的西南部。分布于该区的潜水，潜水位埋深 15.10-43.45m，钻孔揭露的含水层厚度为 77.22-134.90m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石，换算涌水量为5395.06-6909.60m^3/d，富水性级别为水量极丰富；渗透系数为 17.31-90.52m/d，影响半径为 27.41-185.12m。该区的承压水水头，为4.16～19.0m；承压含水层厚度为53.5-60.5m，含水层岩性主要为第四系卵砾石、中粗砂，隔水层岩性为粉土；换算涌水量为1181.46-3762.76m^3/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为 10.25-28.67m/d，影响半径为234.27-361.4m。

（3）潜水水量极丰富、承压水水量中等

呈半椭圆状小面积分布于评价区的西南部。分布于该区的潜水，潜水位埋深 30.26-43.41m，钻孔揭露的含水层厚度约 44.59-112.57m，含水层岩性为第四系卵砾石，换算涌水量为5521.80-5729.66m^3/d，富水性级别为水量极丰富；

渗透系数为 77.86-85.86m/d，影响半径为 25.98-27.41m。该钻孔孔深 150m，承压水头 1.24m，钻孔揭露的含水层厚度为 52.4m，含水层岩性为第四系中粗砂；降深 4.63m 时的单井涌水量为 603.36m^3/d，换算涌水量为 524.83m^3/d，富水性级别为水量中等；渗透系数为 2.62m/d，影响半径为 66.90m。

（4）潜水水量丰富、承压水水量中等

呈橄榄状小面积分布于评价区的东南部。

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

钻孔揭露的承压含水层的承压水头为 7.3m，含水层厚度为 8.9m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、中粗砂、粉细砂；降深 5.38m 时的单井涌水量为 126.14m^3/d，换算涌水量为 149.67m^3/d，富水性级别为水量中等；渗透系数为 3.35m/d，影响半径为 72.05m。

（5）潜水水量丰富、承压水水量贫乏

呈近似三角形小面积分布于评价区的东南部。分布于该区的潜水，潜水位埋深 10-20m，钻孔揭露的含水层厚度约 80.59m，含水层岩性为第四系砂砾石，换算涌水量为 1608.23-3000m^3/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为 6.34-10.0m/d，影响半径为 86.31-100m。

分布于该区的承压水孔，揭露的承压水头为 0.75～-2.20m；承压含水层总厚度约 3.9-6.2m，含水层岩性为第四系含砾中粗砂、中细砂，隔水层岩性为粉质粘土；换算涌水量为 28.12-28.37m^3/d，富水性级别为水量贫乏；渗透系数为 1.82-2.83m/d，影响半径为 407.61-412.83m.。

（二）碎屑岩类裂隙-孔隙含水系统

碎屑岩类裂隙-孔隙水主要呈片状东西向分布于评价区北部的克孜勒塔格低山丘陵区。其富水性级别为水量贫乏（单井涌水量＜100 m^3/d，或单泉流量＜0.1L/s）。

在评价区北部的克孜勒塔格低山丘陵区，单泉流量为 0.004-0.09L/s，含水层岩性为新近系(N_1-N_2)的砾岩、砂岩、砂砾岩，隔水层岩性为古近系（E）和白垩系（K_1-K_2）的泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩。

5.2.3.2 气田正常运行时对地下水环境影响

采出水在井场进行脱水处理，排水经新建克深-克拉 2 排水集输管线进入克拉 2 天然气处理厂污水处理系统，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准全部回注。正常运行时对地下水无影响。

5.2.3.3 事故状态下对地下水环境影响分析

气田集输过程中常见的事故有采气管线或设备因腐蚀穿孔、操作失误、自然灾害等原因而造成的废水泄漏。事故发生时会有大量含油废水溢出。若在穿越河流段发生则会直接污染水环境。

自然灾害因素，如雷击、地震等自然灾害，也可引起集输及处理过程的含油废水泄漏事故，对气田地面工程、集输管线带来一定的不利影响，会引起含油废水泄漏，直接污染地表水环境。

管线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。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，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。贮污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。

根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物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。本工程外输油管线的埋深不小于 1.5m（管底），即发生油品泄漏事故后的下渗透影响范围将限制在地下 3.5m 以内，而区域内的潜水水位埋深 20m-80m，所以，泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，不会造成地下水污染。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1)源头控制措施

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物

跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2)分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-10。

表 5.2-10　　分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
钻井期间井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能; 地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
	一般防渗区	泥浆罐区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
		板土+聚合物泥浆池	
		应急池	
营运期井场	一般防渗区	井口	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
	简单防渗区	工艺装置区、电控信一体化撬	实施地面硬化
克深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 1.0×10^{-7}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运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

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

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

门。

(4)地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游地下水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-11。

表 5.2-11　　地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	与天然气处理站站的方位/距离
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	SE/8.2

(5)应急响应

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.4 运营期声环境影响分析

5.2.4.1 运营期主要噪声源

本工程运营期噪声源主要为井场分离撬、循环压缩机、注水泵、交通车辆等，因交通车辆车流量不确定，故本次噪声预测仅考虑井场分离撬、循环压缩机及注水泵噪声。

5.2.4.2 运营期井场噪声环境影响预测

本工程运营期噪声污染源主要为井场分离撬、循环压缩机及注水泵。各新建井场规格及产噪设备一致。综上，选取噪声源强较大的排水井场噪声为代表井场进行预测（以克深 8-11 井为例）。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。

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

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

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

式中：$L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j，则本项目声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

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

②预测点的噪声预测值

$$L_{eq} = 10\lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

（4）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 5.2-12。

表 5.2-12　　站场噪声源参数一览表

声源名称		数量（台/套）	中心坐标(X，Y，Z)	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
排水井场(以克深 8-11 井为例)	气举压缩机橇	1	(10，20，2)	100	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20	80
	分离撬	1	(14，15，2)	90		20	70

（5）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 5.2-13。

表 5.2-13　　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			
克深 8-11 排水井场	东场界	44.8	49	47	50.4	49.0	昼间	60	达标
	南场界	45.5	45	44	48.2	47.8			
	西场界	43.9	48	47	49.4	48.7	夜间	50	达标
	北场界	41.2	48	46	48.8	47.2			

克深 8-11 排水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 48.2～50.4dB(A)，夜间噪声预测值为 47.2～49.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5 5 固体废物影响分析

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥（砂）的处置及对环境的影响分析

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，本工程新建集输管线共计 35.6km，每次废渣量约 40.94kg。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，可委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。

5.5.2.2 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

运营期工作人员由克深作业区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本次气田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾。施工废料产生量约为 7.12t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深天然固废填埋场填埋。施工人员生活垃圾总产生量为 0.9t，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，可委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。本工程对开发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。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

本工程建设过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道敷设和电力线建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

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

（2）水土流失影响分析

气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要采气管线敷设、电力线等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

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，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的凝析油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，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。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-1。

表 5.6-1　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 √；生态影响型 □；两种兼有 □				
	土地利用类型	建设用地 □；农用地 □；未利用地 √				土地利用类型图
	占地规模	（4.1854）hm^2				临时占地
	敏感目标信息	敏感目标（本工程属于水土流失自治区级塔里木河流域重点治理区）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗 √；地下水位 □；其他（）				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 √；II类 □；III类 □；IV类 □				
	敏感程度	敏感 □；较敏感 □；不敏感 √				
评价工作等级		一级 □；二级 √；三级 □				
现状调查内容	资料收集	a） √； b） √； c） √； d） □				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	4	2	20cm	
		柱状样点数	/	/	/	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项和 pH、石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 □； GB 36600 √；表 D.1 □；表 D.2 □；其他）				
	现状评价结论	项目区域土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E □；附录 F □；其他（√）				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度（√）				
	预测结论	达标结论： a） √； b） □； c） □ 不达标结论： a） □； b） □				

防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 □；源头控制 □；过程防控 √；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		/	/	/	
	信息公开指标	/			
评价结论		本工程区主要土壤类型是棕漠土、石质土。气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。			
注 1：“□”为勾选项，可 √；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.7 环境风险评价

5.7.1 风险调查

5.7.1.1 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 5.7-1。

表 5.7-1　　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_4	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℃
稳定性和反应活性	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_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。 LC_{50}：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，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。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。			

5.7.1.2 生产系统危险性识别

生产系统危险性识别详见表 5.7-3。

表 5.7-3　　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。

5.7.1.3 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可能性，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。

5.7.2 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。

5.7.3 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：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

计算得：

Q=0.004/10+1.588/2500+0.002/10+0.804/2500=0.0015＜1，则本工程环境风险潜势为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。

5.7.4 天然气管线泄露事故影响分析

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。

5.7.5 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责任及操作规程。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度，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。

5.7.6 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，并且按照相关要求进行备案。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。

5.7.7 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 5.7-4。

表 5.7-4　　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	克拉苏气田克深 8 区块提采重大开发试验方案地面工程
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能性，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。

6 环境保护措施及可行性论证

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 6.2-1）。

表 6.2-1　　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边界，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20万，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

拟采取的主要治理措施包括：

采用技术质量可靠的设备，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；对各井场内的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生；定期对集输管线、井场内的机械设备、阀门等进行检修，以便及时发现问题，消除事故隐患。

从以上情况可见，本工程运行期间，从环境空气影响角度，各站无需再采取特殊污染防治措施。

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^3/d，目前实际处理水量为 300m^3/d 左右。本工程最大采出水量为 2800m^3/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^3。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^3，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 拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥ 在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦ 设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至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。

⑧ 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

本工程新建排水集输管线 35.6km，临时占地面积约为 28.48hm^2，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 28.48hm^2 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

恢复对象		生态恢复方案			投资（万元）
		硬化面积（hm^2）	恢复面积（hm^2）	主要恢复措施	
临时占地	管线占地恢复	/	28.48	工程结束后，回填、平整、夯实，排水集输管道压实不留疏松地面	80
	合计		28.48		80

6.5 事故风险防范措施

6.5.1 设计拟采取的风险事故防范措施

6.5.1.1 管道路由优化

（1）选择线路走向时，尽量避开不良地质地段、复杂地质地段、地震活动断裂带和灾害地质段。如无法完全避让，也应尽量减少上述地段的通过长度，确保管道长期安全运行。

（2）尽量减少与河流等大型建构筑物的交叉。

6.5.1.2 总图布置安全防护措施

（1）本工程各装置建构筑物间距满足安全防火距离，符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）要求。

（2）管道与地面建构筑物的最小间距符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）等规范要求。

6.5.1.3 工艺设计和设备选择

（1）设计选用质量可靠的管材和关键工艺设备，保证管道的运行安全。

（2）管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全。

山前冲积扇及戈壁地段，雨季洪水突发性强、沟床下切严重，容易对管线造成冲刷破坏。为了防止水力下切，避免管线暴露为主，采用地下防冲墙、浆、干砌石结构的护坦治理切沟。另外，依据沟岸的稳定性，还考虑采用护岸措施。

管线沿途所经过盐渍土段，由于盐渍土地段具有遇水溶陷、盐胀和腐蚀等特性，对管底地基土结构的破坏力极大，严重时会造成管线的暗悬。因此，在盐渍土段，管沟回填应以非盐渍土类的粗颗粒土（如砂土）作为细土回填，以隔断有害毛细水的上升。另外，在管沟顶部应铺设一层厚度不小于 30cm 的夯实灰土层，以隔绝地表水的下渗。

6.5.1.4 防腐设计

（1）输气管道外防腐

为减轻输气管线腐蚀，管道全线采用三层 PE 外防腐层，在穿跨越段、人口密集区、与其它管线同沟敷设地段等部位，采用三层 PE 加强级防腐层。

（2）站内管道防腐

本工程站场及阀室地面管道及设备外防腐层采用环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆的复合结构，防腐层干膜总厚度≥300μm。

（3）阴极保护

目前国内外对于管线的保护除采用防腐层措施外，普遍的做法是对管道施加阴极保护，阴极保护能对防腐层缺陷部位进行保护，保证管道的安全运行。

由于本工程管道途经地区土壤电阻率普遍较高，因此选用强制电流法作为本工程管道的阴极保护方式。

6.5.1.5 消防措施

在可能发生火灾的各类场所、工艺装置区、主要建筑物、仪表及电器设备间等分别配置一定数量的灭火设备，以便及时扑灭初期零星火灾。

6.5.1.6 防雷、防暴、防静电措施

根据《工业与民用电力装置的接地设计规范》（GBJ 65-83）中有关规定，设置防静电及接地保护措施。根据《建筑物防雷设计规范》（GB50057-94[2010 版]），对站场划分防雷等级：除工艺装置区为第二类建（构）筑物，综合设备间和综合设备间等其它建筑物均按第三类建筑物考虑。按照《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-92）的要求设计和使用防爆电器。

6.5.1.7 管道标志桩（测试桩）、警示牌及特殊安全保护设施

为了便于管线的安全运营，根据《管道干线标记设置技术规定》（SY/T 6064-2011）的规定，沿线应设置以下标志桩：

里程桩：管线每公里设置 1 个，每段从 0+000m 开始，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

穿跨越桩：当管道穿（跨）越大中型河流、水渠时，应在两侧设置穿跨越桩，穿跨越桩应标明管线名称、河流的名称，线路里程，穿跨越长度，有套管的应注

明套管长度、规格和材质等。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩：当管道外防腐层或管壁发生长距离变化时，在变化位置处设置结构桩，桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩：当管道上有特殊设施时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

6.5.2 施工阶段的事故防范措施

（1）严格保证各类建设材料的质量，严禁使用不合格产品；

（2）施工过程中加强监理，确保涂层、管道接口焊接等工程施工质量；

（3）制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

（4）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；

（5）进行水压实验，严格排除焊缝和母材缺陷；

（6）选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

6.5.3 运行阶段的事故防范措施

（1）定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生；

（2）在河流穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

（3）加大巡线频率，提高巡线的有效性；每天检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

（4）在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工

作，减少第三方破坏活动的发生。

6.5.4 井场风险防范措施

采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施，即井场附近设置放喷池。同时井场边坡设置砂袋护坡进行防护。

6.5.5 内部集输管线

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。① 管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；② 每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段,以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率；③ 本工程在有油气可能散发、泄露的场所均设置有可燃气体及有害气体监测报警器及压力检测器。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

6.6 应急预案

6.6.1 应急预案制定原则

（1）以人为本，减少危害。切实履行企业的主体责任，把保障员工和人民群众健康和生命财产安全作为首要任务，保证人、财和物资源充分并及时到位，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和危害。

（2）居安思危，预防为主。一危险一预案，每一危险设施都应有一个应急预案；对重大安全隐患进行评估、治理，坚持预防与应急相结合，常态与非常态相结合，做好应对突发事件的各项准备工作。

（3）统一领导，分级负责。在国家和政府部门的统一领导下，在公司应急领导小组指导下，建立健全分类管理、分级负责、条块结合、属地管理为主的应急管理体制，落实行政领导责任制，切实履行公司机关的管理、监督、协调、服务职能，充分发挥专业应急机构的作用。

（4）依法规范，加强管理。依据有关的法律法规和管理制度，加强应急管理，加大宣传和教育力度，定期演习和评估，确保预案可行性和适用性；使应急工作程序化、制度化、法制化。

（5）整合资源，联动处置。实行区域应急联防制度，整合内部应急资源和外部应急资源，加强应急处置队伍建设，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

6.6.2 事故分类及应急预案分级

中国石油天然气集团公司将应急范围内的突发事件分为四类，分别为：

（1）突发事故灾难事件。主要包括井喷失控、装置爆炸、火灾、海难、海（水）上溢油、危险化学品（含剧毒品）事故、油气管线泄漏、交通运输事故、公共设施和设备事故、作业伤害、突发环境污染和生态破坏事件等。

针对本管道工程，主要是站场、管线的火灾、爆炸以及泄漏事故。

（2）突发自然灾害事件。主要包括洪汛灾害，破坏性地震灾害，地质灾害，气象灾害等。

针对本管道工程，这些自然灾害类型都存在。

（3）突发公共卫生事件。主要包括突发急性职业中毒事件、重大传染病疫情、重大食物中毒事件和群体性不明原因疾病，以及严重影响公众健康和生命安全的事件等。

这些公共卫生事件，都有可能在管道的生产运行过程中存在。

（4）突发社会安全事件。主要包括群体性事件、恐怖袭击事件和涉外突发事件、油气产品供应事件等。

6.6.2.1 事故分类

根据中国石油《中国石油天然气集团公司突发事件总体应急预案》中的关于集团公司突发事件的分级，并结合本工程实际运行过程中可能发生的输气管道事故的严重程度和造成的影响范围，将本工程事故分为 A、B、C 类。

（1）A 类事故

由于自然灾害、工程隐患或第三方破坏（含恐怖袭击）等引发管道产生较大裂纹或断裂，导致天然气泄漏、爆炸着火并对人员造成严重伤害、对周边环境产生严重影响或管道严重扭曲变形而必须中断供天然气的事故。

（2）B 类事故

由于腐蚀或人为破坏引起的管道穿孔（主要是腐蚀穿孔）或微小裂纹，导致天然气少量泄漏，或由于自然灾害而导致的管道裸露、悬空或漂浮，可以在线补焊和处理的事故。

（3）C 类事故

因设备、设施故障或其它原因造成的站场、阀室通讯故障、电力中断等，但可以通过站场内工艺调整和其它临时措施处理而不对管道运行和输气造成影响的事故。

6.6.2.2 A 类事故判断标准

下列表象之一，均属于 A 类事故：

（1）天然气管道泄漏发生火灾、爆炸事故可能或已经造成一次死亡 3 人以上（含 3 人），或重伤 10 人以上的事故；

（2）管线可能发生较大裂纹或断裂，天然气大量泄漏，中断输送，对管道沿线人民正常生活秩序、社会正常经济活动产生严重影响的事故；

（3）在人口稠密区管道发生严重泄漏，可能或已经危及周边社区、居民生命财产安全或造成严重环境污染的事故；

（4）天然气泄漏可能或已经导致重要交通干线（如铁路、高等级公路）阻断的事故；

（5）站场工艺区发生大量泄漏并引发火灾或爆炸，需紧急中断本站运行和停止给本站用户输天然气的事故。

6.6.2.3 应急预案响应分级

本工程分二级管理。第一级为塔里木油田分公司，第二级为各输气站场。

建议本应急预案可按其职能部门的所属关系及能力将应急预案分成二级，即塔里木油田分公司为一级（重大事故），站场、抢维修队为二级（一般事故）。

本工程除制定企业级应急预案外，还应与管线所经地区（拜城县）的相关部门进行预案的衔接，配合上级各级主管部门相应分别制定县区级应急预案和地市级应急预案。

对应前面所述事故的分类，A 类事故为危害最严重的事故，须分别制定一、二级预案；B 类和 C 类事故应编制二级预案。一旦 A 类事故识别成立，一、二级预案均须启动。预案的启动顺序自下而上为二级、一级。

6.6.3 应急预案主要内容

在进行应急编制前，必须进行重大危险源潜在事故及事故后果的分析，即进行应急需求分析。在此基础上，结合管道运行实际及维抢修应急力量，进行事故应急救援预案的编制。

依据《中华人民共和国安全生产法》、《国家突发公共事件总体应急预案》、《国务院关于进一步加强安全生产工作的决定》和《国家安全生产事故灾难应急预案》、《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》（AQ/T9002-2006）、《中国石油天然气集团公司突发事件总体应急预案》、《突发环境事件信息报告办法》、《突发环境事件应急预案管理暂行办法》等相关法律、法规及行业规定，生产经营单位的事故应急预案的主要可分为综合应急预案、专项应急预案和现场处置预案。

本工程应急预案可纳入克拉苏气田整体风险应急预案中。

7 环境经济损益分析

一个工程的开发建设，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工程拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本工程总投资为 19077.73 万元，本工程税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济发展。

7.1 环保投资分析

工程占地主要是由集输管网、道路等地面工程构成，主要占地类型为未利用地中的盐碱地及低覆盖度草地，这些占地均对评价区的土壤植被造成破坏。工程临时占地面积为 28.48hm^2。工程将对草地造成一定程度的损失。本工程总投资为 19077.73 万元，其中环保投资 129 万元，占总投资 0.68%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1　　主要环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资（万元）
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	1
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	达标排放	1
噪声	设备噪声	注水井	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	达标排放	1
固体废物	地面工程施工		废弃施工材料、生活垃圾清运	妥善处理	3
	含油废物		桶装收集后拉运至塔河油田绿色环保站进行处理	妥善处理	
生态	临时占地恢复		施工结束后进行恢复；控制施工作业带宽度生态环境恢复治理	施工结束后场地恢复	80
环境风险管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	1
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完	修改完善，并定期演	8

		善现有突发环境事件应急预案	练	
废水处理	施工废水	施工废水池	施工污水不外排	2
环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		28
		环保培训，演练		2
环保投资合计				129

7.2 环境效益、社会效益分析

7.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析，气田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

工程占地主要体现在站场、管线、道路建设阶段。

本工程建设对所在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。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，将对本工程区生态环境和地下水环境产生影响。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。

7.2.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

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，施工期的环境监理与管理工作以及营运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和温宿县境内

主要产品及规模：采用气举排水工艺对 6 口井（克深 801、克深 8-11、克深 8-9、克深 8-7、克深 802、克深 806）进行改造，采用电泵排水工艺对 1 口井（克深 8-10）进行改造。新建气举采出水输水管线，起点为克深 801 排水管线 T 接点，终点为克深天然气处理站，全长 13.1km，管道直径为 DN150，设计压力 2.5MPa，材质选用柔性复合管，最大输水量为 2160m^3/d。

新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线，起点为克深天然气处理站，终点为克拉 2 中央处理站，全长 28km（本次新建 17.5km），管道直径为 DN200，设计压力 4.0MPa，材质选用玻璃钢管，最大输水量为 4080m^3/d。

在克拉 3 区块配置 5 口回注井（其中老井 3 口：克深 16、克拉 3、克拉 301H；新井 2 口：KL3-5W、KL3-6W）。新增回注能力 3000m^3/d，能够满足 2030 年气田采出水回注需求。每座注水井场新建注水缓冲罐 4 座、喂水泵 1 台、注水泵 1 台，新建回注井注水管线 18km。

（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深作业区突发环境事件现行应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表 8.4-1。

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 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，保证在发生事故时能及时到位；

（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，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（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，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，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	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃建筑垃圾，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被	保护荒漠灌丛植被及耕地农作物；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理		建设单位环保部门及当地生态环境主管
			管道试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压		
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送大北地区固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
运营期	正常工况	废水	采出水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	净化后的天然气		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测		
	事故风险		事故预防及天然气泄漏应急预案		当地生态环境主管
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场填埋妥善处理		

		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况		

8.4 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	单井站、管线	施工场界的 TSP 日均浓度。	施工期间，监测一次
2	噪声	单井站、管线	施工场界噪声监测。	施工期间，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	井场边界	1 次/年	非甲烷总烃	委托监测
噪声	井场边界	1 次/年	等效 A 声级（dB）	
土壤	井场下风向 10m 处	每 5 年一次 10m 处	石油烃（C_{10}-C_{40}）	

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	排水管线管沟开挖现场扰动范围	（1）排水管线由是否满足环评要求 （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

（1）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；

（2）本工程 7 口气举排水井及 3 口注水井，早期开发过程中进行了区块产能环评，新钻 2 口注水井，本工程属区块的开发，环评中包含了排水、回注部分工程内容，因此评价建议验收中以本工程相关内容为主要依据，避免重复。

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　　环保设施验收清单（建议）

治理项目	污染源	位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废水	采出水	克拉 2 天然气处理厂污水处理系统	保持正常运行，处理后进行回注	1 套	依托现有工程
噪声	分离撬、循环压缩机	井场	低噪声设备	若干	
固废	清管废渣	管线	清管过程保证废渣回收率达 100%	若干	无落地痕迹
生态恢复	水土流失	管线	临时占地恢复	若干	
	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	若干	HJ 612-2011
	工程占地	管线	严格控制占地范围	若干	HJ 612-2011
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；	若干	HJ 612-2011
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				
	环保设施与措施、环境管理规章制度、建设期环境监理报告、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　　克拉苏气田克深 8 区块提采重大开发试验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^3)	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^3)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	新建井场（7 座）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	—	—	—	0.473	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	采出水在井场分离后，由新建克深-克拉 2 转输管线送克拉 2 处理站，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	气举压缩机	L_{eq}	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
	高压分离撬	L_{eq}		降噪 20dB(A)		
	注水泵	L_{eq}		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	收集后定期由有库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置		
	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 评价结论

9.1.1 工程概况

采用气举排水工艺对 6 口井（克深 801、克深 8-11、克深 8-9、克深 8-7、克深 802、克深 806）进行改造，采用电泵排水工艺对 1 口井（克深 8-10）进行改造。克深 8 区块西部 5 口试验井（克深 801、克深 8-11、克深 8-9、克深 8-7、克深 802、克深 806）气举气源取自克深 8 西集气干线，利用压缩机增压后注入试验井进行气举排水。将气举采出气水混合物分离后，低压气再次进入压缩机增压注入试验井，分离出的采出水通过新建采出水输水管线输至克深天然气处理站，由克深天然气处理站进行处理及调配。

东部克深 806 井气举气源取自克深 8 东集气干线，利用压缩机增压后注入试验井进行气举排水。将气举采出气水混合物分离后，低压气再次进入压缩机增压注入试验井，分离出的采出水通过新建排水管线进入本次工程新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线输送至克拉 2 中央处理站进行处理。克深 8-10 井电泵排出水通过新建排水管线进入本次工程新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线输送至克拉 2 中央处理站进行处理。

新建气举采出水输水管线，起点为克深 801 排水管线 T 接点，终点为克深天然气处理站，全长 13.1km，管道直径为 DN150，设计压力 2.5MPa，材质选用柔性复合管，最大输水量为 2160m^3 /d。

新建克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输管线，起点为克深天然气处理站，终点为克拉 2 中央处理站，全长 28km（本次新建 17.5km），管道直径为 DN200，设计压力 4.0MPa，材质选用玻璃钢管，最大输水量为 4080m^3 /d。

在克拉 3 区块配置 5 口回注井（其中老井 3 口：克深 16、克拉 3、克拉 301H；新井 2 口：KL3-5W、KL3-6W）。新增回注能力 3000m^3/d，能够满足 2030 年气田采出水回注需求。每座注水井场新建注水缓冲罐 4 座、喂水泵 1 台、注水泵 1 台，新建回注井注水管线 18km。

9.1.2 产业政策符合性

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。因此，本工程的建设符合国家的相关政策。

9.1.3 规划符合性

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘探开发“十三五”规划》提出，要提高战略性矿产安全供应能力，加强战略性矿产安全供应能力。石油、天然气是战略性矿产，属于重点监管对象，自治区在资源配置、财政投入、重大项目、矿业用地等方面予以重点保障，提高资源安全供应能力和开发利用水平。

本工程为石油开采项目，属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象，本工程的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，符合规划中“对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘查开发政策”的要求。

9.1.4 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程位于阿克苏地区拜城县境内，根据《新疆生态功能区划》，工程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。根据现场调查及资料收集，本工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田等环境敏感区，保护目标主要为自治区级塔里木河流域重点治理区。管线沿线地势平坦，略有起伏，由北向南缓倾，此区域主要为合头草、短叶假木贼，植被覆盖度约为 5%-10%。评价区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

（2）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程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。

（3）环境空气质量现状

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_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度

分别为 7ug/m^3、28ug/m^3、95ug/m^3、39ug/m^3；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.5mg/m^3，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 122ug/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 PM_{10}、$PM_{2.5}$。因此阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。汞浓度未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）附录 A 中浓度限值（0.05μg/m^3）。

（4）水环境质量现状

本工程评价范围内无地表水。

根据地下水环境现状监测结果可知，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；除墩麻扎水源井中硫酸盐及铅略微超出标准值外、其余各点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。墩麻扎水源井硫酸盐超标可能与区域地质条件和地下水的赋存条件有关。

（5）声环境质量现状

各井场四周昼间噪声值在41.0~49.0dB(A)之间，夜间噪声值在39.0~48.0dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

9.1.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

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，本工程永久占地和临时占地分别为 0.84hm^2 和 44.68hm^2，占地类型主要为低覆盖度草地。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于本区域的野生动物种类少，且现有油田设施已运营多年，已经少有大型野生动物在本区域出现，拟建工程对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境影响分析

正常运行情况下，井场区域场外非甲烷总烃浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）要求。说明正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

（3）水环境影响分析

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，集中收集后送至克深作业区公寓现有生活污水处理设施处理。沟渠穿越主要是开挖方式在施工期对地表水环境有一定影响，主要影响的是水体浊度和泥沙含量，施工结束后该影响消失。在工程运营期，管道、各井场、站场无人值守，无废水排放。

本工程营运期产生的废水主要有气田采出水。采出水在井场进行分离后，天然气回注气层，废水送克深天然气处理厂，再经克深-克拉 2 转输系统送至克拉 2 处理站处理达标后进行回注；采取上述水污染控制措施后，本工程采出水不会对周边水环境产生影响。

（4）声环境影响分析

本工程区内无声环境敏感点，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

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。

（5）固体废物影响分析

本次气田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾。施工废料产生量约为 7.12t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深天然固废填埋场填埋。施工人员生活垃圾总产生量为 0.9t，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，可委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。

本工程对开发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。

（6）环境风险分析

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。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。

9.1.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（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。

（4）清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。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，不外排

（5）气田区采出气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀。

（6）清管废渣等危废委托可委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。

9.1.7 公众意见采纳情况

本工程建设单位严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，进行了三次网上公示，一次现场张贴公告，二次报纸公示，公示期间未收到反馈意见。

9.1.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，

并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 129 万元，环境保护投资占总投资的 0.68%。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，为企业带来经济效益。

9.1.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.10 总体结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，本工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）对排水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。

（2）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。

（3）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。