克深区块2021年产能建设项目（一期）环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

编制日期：二0二一年十月

目　　录

1 概述 3
1.1 项目特点 3
1.2 环境影响评价过程 4
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 工程概况 31
3.2 工程分析 45
3.3 清洁生产分析 58
3.4 污染物排放总量控制分析 66
3.5 与法律法规、相关规划符合性分析 67
4 环境现状调查与评价 77
4.1 自然环境概况 77
4.2 生态环境现状调查与评价 79
4.3 土壤环境现状调查与评价 85
4.4 环境空气质量现状调查与评价 87
4.5 地表水环境质量现状调查与评价 88
4.6 地下水环境质量现状调查与评价 89
4.7 声环境质量现状调查与评价 90
5 环境影响预测与评价 92
5.1 生态环境影响分析 92
5.2 大气环境影响分析 100
5.3 水环境影响分析 105
5 4 声环境影响分析与评价 112
5 5 固体废物影响分析 113
5.6 土壤环境影响分析 115
5.7 环境风险评价 119
6 环境保护措施及可行性论证 127
6.1 施工期环境保护措施 127

6.2 运营期环境保护措施 128
6.3 闭井期环境保护措施 133
6.4 生态修复方案 134
6.5 事故风险防范措施 136
6.6 应急预案 139
7 环境经济损益分析 143
7.1 环保投资分析 143
7.2 环境效益、社会效益分析 143
8 环境管理和监测计划 145
8.1 环境管理制度 145
8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立 146
8.3 环境管理计划 148
8.4 环境监测计划 152
8.5 施工期开展环境工程现场监理建议 152
8.6 环保设施竣工验收管理 153
9 结论与建议 155
9.1 评价结论 155
9.2 建议 160

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×$10^8$$m^3$。随着天然气勘探开发不断取得新突破，克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供100×$10^8$$m^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×$10^8$$m^3$，分两期建成，年产气规模120×$10^8$$m^3$。一期克深2、克深8区块动用地质储量3002×$10^8$$m^3$，年产天然气规模60×$10^8$$m^3$，凝析油10890t/a。其中，克深2区块年产天然气35×$10^8$$m^3$，凝析油6352.5t/a，克深8区块年产天然气25×$10^8$$m^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×$10^8$$m^3$，年产天然气规模60×$10^8$$m^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）。KeS8-17井集输工程即位于克深8区块，Kes2-2-H1井集输工程即位于克深2区块。

KeS8-17井集输工程主要新建单井井场1座，新建采气管线246.3m，管线就近接入已建的KeS8004阀室，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再通过区块已建克深 8 西干线管线输送至克深天然气处理厂。KeS8-17井产气量预计为$80\times10^4m^3/d$。

KeS2-2-H1井集输工程主要新建单井井场1座，新建采气管线271m，管线就近接入已建的KeS2-2-16阀室，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再通过区块已建 4#支干线进入克深 2 清管站，然后通过克深至克拉DN400联络线输往克拉处理站。KeS2-2-H1井产气量预计为$75\times10^4m^3/d$。

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8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区块和克深2区块的产能建设项目，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，KeS8-17井所在区域主要为合头草、短叶假木贼，植被覆盖度约为5%-10%。KeS2-2-H1所在区域为低山丘陵段，地面植被稀少，植被覆盖度约为5%。

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。

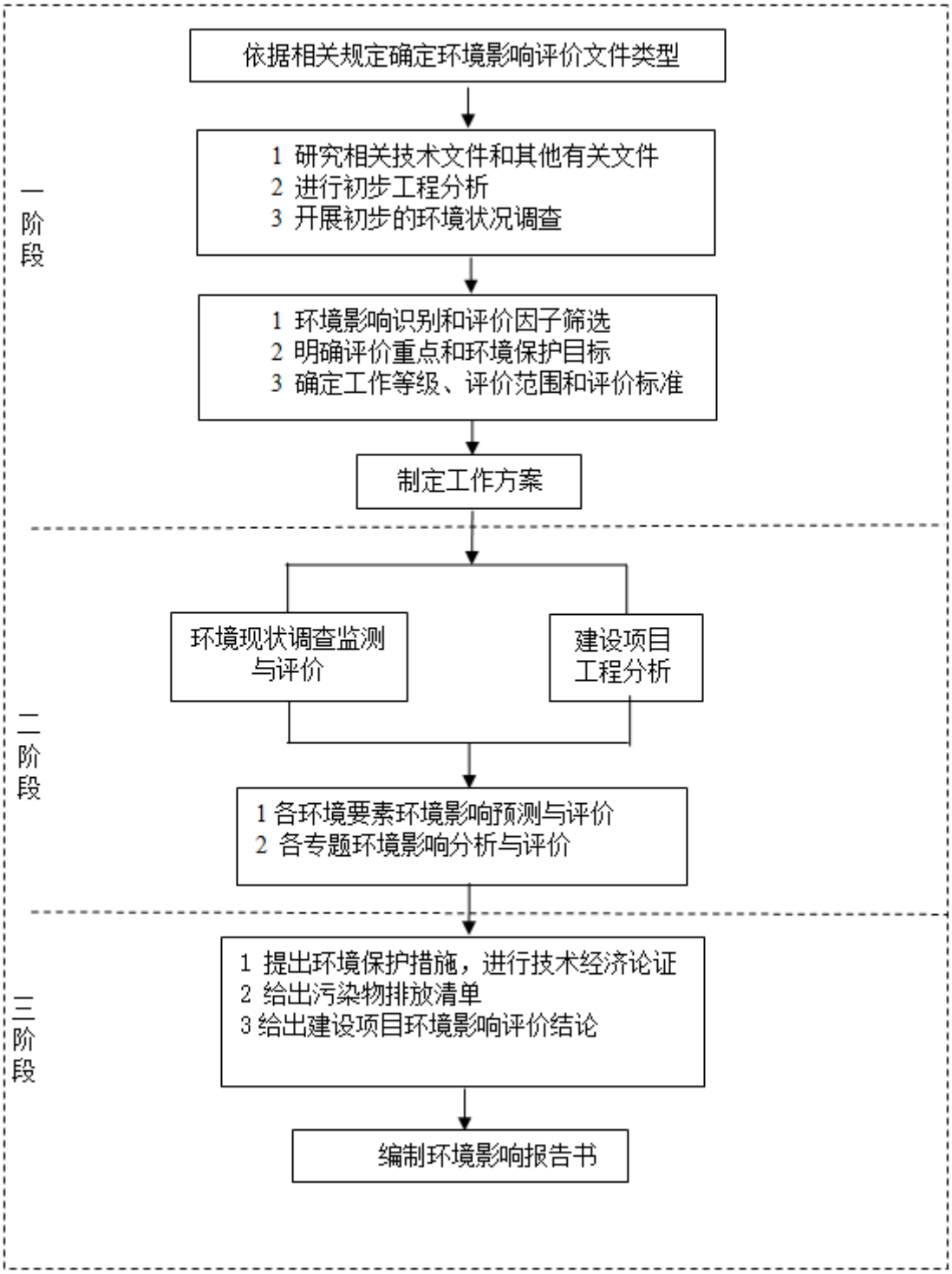


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

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）《KeS8-17、KeS2-2-H1 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，2021.4；

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 区块和克深 2 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

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地拜城县境内，KeS8-17 井地处克拉苏气田克深 8 区块，东北距克深天然气处理厂约 3.6km；KeS2-2-H1 井地处克拉苏气田克深 2 区块，西南距克深天然气处理厂约 7km。

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深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/m^3；

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m^3。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
KeS8-17 井场	NMHC	2000	143.92	7.20	/	下风向 25m
KeS2-2-H1 井场	NMHC	2000	150.21	7.51	/	下风向 24m

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 150.21μg/m³，最大地面浓度占标率 ρ_{max} 为 7.51%，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二级。

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表

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

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-6 下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

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，KeS2-2-H1 井位于拜城县北部的山区，所在区域的地下水类型为基岩裂隙水，其

埋藏和分布非常不均匀；KeS8-17 井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。工程临时占地面积为 4.1854hm^2，占地面积小于 2km^2，采气管线 0.5713km，电力线 0.35km。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。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（1）　　KeS8-17 井集输工程评价范围

图 2.6-1（2）　　KeS2-2-H1 井集输工程评价范围

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表2.8-1。

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 工程概况

3.1.1 拟建工程基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：克深区块2021年产能建设项目（一期）

项目性质：改扩建

3.1.1.2 建设地点

KeS8-17井位于阿克苏地区拜城县境内，地处克拉苏气田克深8区块，东北距克深天然气处理厂约 3.6km。KeS8-17 井井口地理坐标：82°15′20.35″E，41°54′21.84″N；工程地理位置详见图3.1-1。

KeS2-2-H1井位于阿克苏地区拜城县境内，地处克拉苏气田克深2区块，西南距克深天然气处理厂约 7km。KeS2-2-H1 井井口地理坐标：82°22′49.05″E，41°55′57.68″N；工程地理位置详见图3.1-1。

3.1.1.3 建设内容及规模

KeS8-17井集输工程主要新建单井井场1座，新建采气管线246.3m，管线就近接入已建的KeS8004阀室，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再通过区块已建克深 8 西干线管线输送至克深天然气处理厂。KeS8-17井产气量预计为$80\times10^4m^3/d$。KeS8-17井基本数据详见表3.1-1。

KeS2-2-H1井集输工程主要新建单井井场1座，新建采气管线271m，管线就近接入已建的KeS2-2-16阀室，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再通过区块已建 4#支干线进入克深 2 清管站，然后通过克深至克拉DN400联络线输往克拉处理站。KeS2-2-H1井产气量预计为$75\times10^4m^3/d$。KeS2-2-H1井基本数据详见表3.1-1。

3.1.1.4 工程组成

本工程组成一览表详见表3.1-2。

3.2.1.5 工程投资

工程预算总投资 1017.98 万元，其中 KeS8-17 井工程 538.78 万元，KeS2-2-H1 井 478.8 万元。

表 3.1-1　　KeS8-17 井和 KeS2-2-H1 井基本数据

井号	KeS8-17 井			KeS2-2-H1 井		
地理位置	阿克苏地区拜城县境内，位于克深天然气处理厂西南侧约 3.6km 处			阿克苏地区拜城县境内，位于克深天然气处理厂东北侧约 7km 处		
构造位置	塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带克深区带克深段克深 8 号构造			库车坳陷克拉苏构造带克深区块		
井口坐标	82°15′20.35″E，41°54′21.84″N			82°22′49.05″E，41°55′57.68″N		
设计层位	白垩统巴什基奇克组	目的层	白垩统巴什基奇克组	白垩统巴什基奇克组	目的层	白垩统巴什基奇克组
设计井深	7042m	完钻原则	钻达设计井深完钻	7188m	完钻原则	钻达设计井深完钻

表 3.1-2　　工程组成一览表

工程名称 工程内容及规模		KeS8-17 井	KeS2-2-H1 井
主体工程	采气管线	拟建采气管线起于 KeS8-17 井场，止于已建 KeS8004 阀室，全长 246.3m。拟建管道采用 φ114.3×5 22Cr 双相不锈钢管，设计压力 16MPa。	拟建采气管线起于 KeS2-2-H1 井场，止于已建 KeS2-2-16 阀室，全长 271m。拟建管道采用 φ114.3×5 22Cr 双相不锈钢管，设计压力 16MPa。
配套工程	已建支线阀室、井场改造	主要针对 KeS8-17 井采气管线接入点 KeS8004 阀室进行改造，为 KeS8-17 井采出气液的接入创造条件。	主要针对 KeS2-2-H1 井采气管线接入点 KeS2-2-16 阀室进行改造，为 KeS2-2-H1 井采出气液的接入创造条件。
	供电	新建 10kV 电力线路由 1#西干线 1 支 51#杆 T 接一回 10kV 电力线路，线路全长 0.095km。	新建 KeS2-2-H1 井场新建 10kV 电力线路由 2#东干线 2-2-16 井支线 03#杆 T 接一回 10kV 电力线路，线路全长 0.245km。
	通信	井场内设工业以太网传输系统、工业电视系统、扩音对讲广播系统。	
	自控	井场设置井口地面安全控制系统，该系统带有远程终端装置（RTU）对井口和井口节流阀后装置区的工艺过程参数进行采集、数据处理、控制、连锁保护等。	
	防腐	采气管线直管外防腐采用三层 PE 常温型普通级防腐层；管道补口、热煨弯管防腐采用 带配套环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）；补伤采用热熔修补棒、 聚乙烯补伤片或辐射交联聚乙烯热收缩带。 井场内埋地原料气管道直管采用常温型加强级防腐层，补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）；原料气管件、埋地放空管道外壁均采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层；地面非绝热不锈钢管道及设备外壁不涂敷防腐涂层；地面非绝热碳钢、低合金钢管道及设备外壁采用的防腐层结构：环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆；地面保温管道及设备外壁防腐层采用耐高温环氧酚醛涂料。	
	保温	采气管线不保温，不实施焊后热处理。 井场内埋地原料气管道、埋地放空管道均不保温；地面管道及设备含保温和不保温工况，保温层采用憎水型复合硅酸盐保温	

		材料。	
	消防	井场内设 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。	
依托工程	克深天然气处理厂	采出气液混输至克深天然气处理厂处理。	采出气液混输至克拉天然气处理厂处理。
	克拉苏钻试修废弃物环保处理站	本工程产生的井下作业废水运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。	
	塔里木油田绿色环保站	本工程运营期产生的油泥（砂）及清管废渣可依托塔里木油田绿色环保站处置。	
	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。	
	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。	
	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。	
	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。	

3.2.1.6 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。

3.1.2 流体性质

3.1.2.1 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。

3.1.2.2 凝析油性质

克深区块凝析油具有密度低，粘度低，凝固点低，胶质沥青含量低的特点。45℃时凝析油密度0.726g/cm^3，不含硫。克深区块凝析油成分见表3.1-3。

表3.1-3　　克深区块凝析油成分表

物质名称	稳定凝析油		
温度[℃]	45.16		
压力[kPa.a]	700		
摩尔流量[kmol/h]	8		
质量流量[kg/h]	1364		
密度[kg/m^3]	725.9763		
分子量	161.68		
	摩尔浓度		摩尔浓度
N_2	0.0000	C9	0.0881
CO_2	0.0012	C10	0.0909
C_1	0.0047	C11	0.0981
C_2	0.0014	C12	0.0899
C_3	0.0011	C13	0.1000
iC_4	0.0009	C14	0.0813
nC_4	0.0040	C15	0.0572
iC_5	0.0064	C16	0.0417
nC_5	0.0118	C17	0.0417
C_6	0.0354	C18	0.0352
C_7	0.0610	C19	0.0245
C_8	0.1238	H2O	0.0000

3.1.3.3 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/cm^3，氯根含量11600mg/L，水型$CaCl_2$型，为封闭条件较好的地层水。

3.1.3 集输工程

3.1.3.2 KeS8-17 井

新建采气管线起于 KeS8-17 井场，止于已建 KeS8004 阀室，全长 246.3m。

KeS8-17 井采气管线主要工程量详见表 3.1-4。

表 3.1-4　　KeS8-17 井采气管线主要工程量

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	采气管线	m	246.3	采用 φ114.3×5 22Cr 双相不锈钢管，设计压力 16MPa
2	穿越公路	处	1	穿越方式采用顶管穿越，穿越管段采用混凝土套管保护，穿越段长度为 85.7m
3	穿越防洪堤	处	1	防洪堤恢复规模 6m^3
4	里程桩	个	2	
6	转角桩	个	9	
7	警示牌	个	1	
8	警示带（宽 500mm）	m	260	

KeS8-17 井采气管线拐点坐标详见表 3.1-5。KeS8-17 井采气管线走向详见图 3.1-3。

3.1.3.2 KeS2-2-H1 井

新建采气管线起于 KeS2-2-H1 井场，止于已建 KeS2-2-16 阀室，全长 271m。

KeS2-2-H1 井采气管线主要工程量详见表 3.1-6。

表 3.1-6　　KeS2-2-H1 井采气管线主要工程量

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	采气管线	m	271	采用 φ114.3×5 22Cr 双相不锈钢管，设计压力 16MPa
2	水工保护	m^3	4	设 1 处浆砌石过水面，总长度 2m
3	里程桩	个	1	
4	转角桩	个	7	
5	警示牌	个	2	
6	警示带（宽 500mm）	m	290	

KeS2-2-H1 井采气管线拐点坐标详见表 3.1-7。KeS2-2-H1 井采气管线走向详见图 3.1-4。

3.1.4 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

KeS8-17 井场新建 10kV 电力线路由 1#西干线 1 支 51#杆 T 接一回 10kV 电力线路，线路全长 0.095km。

KeS2-2-H1 井场新建 KeS2-2-H1 井场新建 10kV 电力线路由 2#东干线 2-2-16 井支线 03#杆 T 接一回 10kV 电力线路，线路全长 0.245km。

（2）通信

① 工业以太网传输系统：KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 井场各设 1 套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 KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 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 扩音对讲广播系统：KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 井场各机柜间外设数字防爆话站 1 套。数字防爆话站为墙面上安装，防爆号角式扬声器在机柜间外墙上安装。IAD 设备安装于自控 RTU 设备机柜中。设备供电采用交流 220V 电源，线路引自机柜间 UPS 设备。

④ 工业电视系统视频综合平台扩容设备（SATA 硬盘）安装于克深天然气处理厂机柜间现有 CCTV 机柜中。

（3）自控

KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 井场各设置井口地面安全控制系统，该系统带有远程终端装置（RTU）对井口和井口节流阀后装置区的工艺过程参数进行采集、数据处理、控制、连锁保护等。通过通信系统将工艺过程参数上传至克深天然气处理厂，并接收克深天然气处理厂的 SCADA 计算机系统发出的控制指令。

KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 井场各设置 3 台可燃气体探测器，其中井坑内、井口旁及装置区各设置 1 台，可燃气体探测器信号通过独立卡件接入 RTU。

（4）防腐

KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 井场采气管线：采气管线直管外防腐采用三层 PE 常温型普通级防腐层；管道补口、热煨弯管防腐采用 带配套环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）；补伤采用热熔修补棒、 聚乙烯补伤片或辐射交联聚乙烯热收缩带。

井场内埋地原料气管道直管采用常温型加强级防腐层，补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）；原料气管件、埋地放空管道外壁均采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层；地面非绝热不锈钢管道及设备外壁不涂敷防腐涂层；地面非绝热碳钢、低合金钢管道及设备外壁采用的防腐层结构：环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆；地面保温管道及设备外壁防腐层采用耐高温环氧酚醛涂料。

（5）保温

采气管线：不保温，不实施焊后热处理。

井场管道及设备：埋地原料气管道、埋地放空管道均不保温；地面管道及设备含保温和不保温工况，KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 井场保温层采用憎水型复合硅酸盐+铝合金薄板。

（6）消防

KeS8-17 井场和 KeS2-2-H1 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。

3.1.5 依托工程

3.1.5.1 克深天然气处理厂

KeS8-17 井采出气液混输至克深天然气处理厂处理。克深天然气处理厂位于 KeS8-17 井场东北侧约 3.6km 处。

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 $1000\times10^4m^3/d$），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 $1000\times10^4m^3/d$ 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 3.1-5。

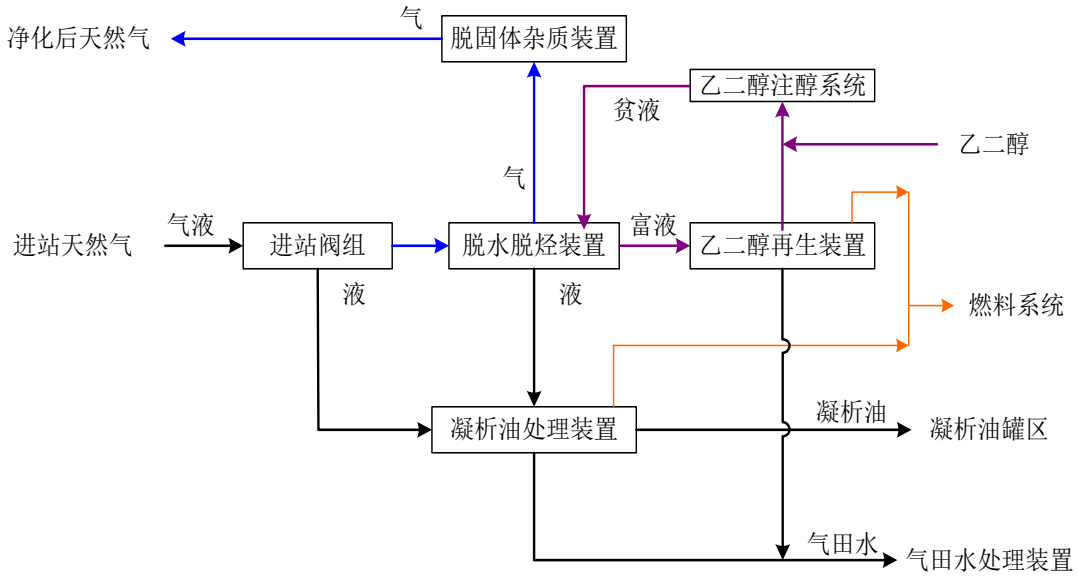


图 3.1-5　克深天然气处理厂工艺流程图

（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输送至蒸发池蒸发处理或回注地层。

（3）依托可行性

克深天然气处理厂一期设计天然气处理规模为 60×10^{8}m^3/a，日处理量为 1800×10^{4}m^3/d。目前产量运行计划约 1600×10^{4}m^3/d。本工程 KeS8-17 井预计新增天然气总产能 80×10^{4}m^3/d，可依托克深天然气处理厂处理。

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，目前最大废水量为 200m^3/d，尚有较大富裕量，可接收并处理本工程 KeS8-17 井采出水（最大总产生量为 12m^3/d）。

3.1.5.2 克拉天然气处理厂

KeS2-2-H1 井采出气液混输至克拉天然气处理厂处理。克拉天然气处理厂位于 KeS2-2-H1 井场东北侧约 4km 处。

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3000×10⁴Nm³/d（99×10⁴Nm³/a），设置6套脱水脱烃装置，单套装置的处理量为500×10⁴Nm³/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/m³。

（2）生产废水处理

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

（3）依托可行性

克拉 2 中央处理厂设计天然气处理能力为 3000×10⁴m³/d，目前实际处理量约为 1786×10⁴m³/d，仍有 1214×10⁴m³/d 的富裕量，能满足 KeS2-2-H1 井所产天然气（75×10⁴m³/d）的接入及处理需求。

克拉 2 中央处理厂生产废水处理装置设计处理规模为 500m³/d，现状实际处理量约为 350-450m³/d，尚有部分富裕量，能够满足 KeS2-2-H1 井采出水（最大产生量为 20m³/d）的处理需求。

3.1.5.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

本工程 KeS8-17 井和 KeS2-2-H1 井产生的井下作业废水运至克拉苏钻试修

废弃物环保处理站处理。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于2019年5月取得批复（阿地环函字[2019]260号，详见附件9）。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，站址中心地理坐标为：东经81°31′47.33"、北纬41°42′33.37"，四周均为荒漠。站内主要建有1套撬装化磺化泥浆废弃物处理装置，包括配浆、反应系统、固液分离系统、水处理系统和配药系统，配套建有废弃物暂存池、配浆池、除油池、合格泥土堆场等内容。一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于AOP处理工艺。废水实现闭路循环、综合利用。

目前该处理站已建成，可接收本工程KeS8-17井和KeS2-2-H1井产生的井下作业废水。

3.1.5.3 塔里木油田绿色环保站

本工程KeS8-17井和KeS2-2-H1井运营期产生的油泥（砂）及清管废渣可依托塔里木油田绿色环保站处置。

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南202井以东，2011年投入运营，占地面积18560m^2，设计处理能力10500m^3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m^{3}含油污泥储存池一座。由下属公司——新疆沙运环保工程有限公司总组织承包和运营。绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告，原自治区环保厅以新环评价函[2010]251号（见附件10）进行批复，新疆环境监测总站编制验收报告，原自治区环保厅以新环函[2014]673号（见附件11）通过验收。

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

3.1.5.4 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。

3.1.5.5 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）。

3.1.5.6 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。

3.1.5.7 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。

3.1.5.8 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。

3.1.6 工程占地

KeS8-17井采气管线长度264.3m，施工作业带宽度按8m计；电力线长度95m，施工作业带宽度按6m计。经核算，KeS8-17井采气管线和电力线临时占地面积2684.4m^2。

KeS2-2-H1井采气管线长度271m，施工作业带宽度按8m计；电力线长度245m，施工作业带宽度按6m计。经核算，KeS2-2-H1井采气管线和电力线临时占地面积3638m^2。

工程占地情况详见表3.1-8。

表3.1-8 集输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		
	KeS8-17	KeS2-2-H1	KeS8-17	KeS2-2-H1	KeS8-17	KeS2-2-H1	
采气管线	0	0	2114.4	2168	2114.4	2168	施工作业带宽度按8m计
电力线	0	0	570	1470	570	1470	施工作业带宽度按6m计
小计	0	0	2684.4	3638	2684.4	3638	-
合计	0		6322.4		6322.4		
注：拟占用土地现状利用类型为未利用地。							

由以上内容可知，本工程采气管线长度535.3m，施工作业带宽度按8m计；电力线长度340m，施工作业带宽度按6m计。经核算，采气管线和电力线临时占地面积6322.4m^2。

3.2 工程分析

3.2.1 工程开发现状及影响回顾分析

3.2.1.1 钻井工程基本情况

（1）KeS8-17井

KeS8-17井集输工程建设性质为改扩建，属KeS8-17井钻井工程的续建工程，KeS8-17井钻井工程已于2020年7月17日通过阿克苏地区生态环境局审批（阿

地环函字[2020]440 号）。根据现场调查情况可知，目前 KeS8-17 井钻井工程施工建设期尚未结束。

KeS8-17 井设计井型为直井，采用五开井身结构，设计井深 7042m，目的层为白垩系巴什基奇克组。该井已于 2020 年 7 月 26 日开钻，钻井井场占地面积为 15400m^2（140m×110m）。

（2）KeS2-2-H1 井

KeS2-2-H1 井集输工程建设性质为改扩建，属 KeS2-2-H1 井钻井工程的续建工程，KeS2-2-H1 井钻井工程已于 2020 年 11 月 26 日通过阿克苏地区生态环境局审批（阿地环函字[2020]767 号）。根据现场调查情况可知，目前 KeS2-2-H1 井钻井工程施工建设期尚未结束。

KeS2-2-H1 井设计井型为水平井，采用五开井身结构，设计井深 7188m，目的层为白垩系巴什基奇克组。该井已于 2020 年 12 月 10 日开钻，钻井井场占地面积为 15400m^2（140m×110m）。

3.2.1.2 钻井工程施工建设期环保措施落实情况

KeS8-17 井和 KeS2-2-H1 井钻井工程施工建设期环保措施落实情况详见表 3.2-1。

KeS8-17 井和 KeS2-2-H1 井钻井工程施工建设期结束后，建设单位需按照钻井工程环评及批复要求及时搬迁设备，清理临时建构筑物，清理固体废物，并对临时占地进行平整、恢复。

3.2.2 主要生产工艺过程及排污节点分析

3.2.2.1 施工期工艺流程

本工程施工内容主要为 KeS8-17 井和 KeS2-2-H1 井场设备安装、支线阀室改造（主要针对 KeS8-17 井和 KeS2-2-H1 井采气管线接入点进行改造）、采气管线建设。

采气管线施工工艺流程详见图 3.2-1。

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切

线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

表 3.2-1　　KeS8-17 井和 KeS2-2-H1 井钻井工程施工建设期环保措施落实情况

类别	污染源名称	污染物组成	环评及批复文件提出的环保措施	环保措施落实情况
废气	柴油发电机	SO_2、NO_x、烟尘等	使用检验合格的柴油发电机，燃用标准柴油。	落实
	施工场地及道路	TSP	妥善处置工程建设产生的废土、废渣，采取洒水降尘措施。	落实
	油气测试	SO_2、NO_x、烟尘等	科学设定测试放喷时间，分离出的气体通过放喷管线接至放喷池充分燃烧放空。	尚未进入油气测试期
废水	钻井作业废水	SS、石油类、COD 等	钻井废水与钻井泥浆和岩屑一同处理。	落实
	压裂废水	pH、SS、石油类、COD 等	暂存于酸液罐内，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处理。	钻井工程尚在进行，未产生压裂废水
	生活污水	COD、NH_3-N、SS 等	排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，拉运至已建生活基地污水处理站处理。	落实
固废	井场	钻井泥浆	采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺筑井场、道路等；磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克深 207 油基固废处理站进行处理。	落实
		钻井岩屑		落实
		含油废物	统一收集后交由有资质的单位进行妥善处置。	落实
	施工营地	生活垃圾	集中收集后清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。	落实
噪声	机械设备加装隔振垫、弹性垫料和消声器等。			落实
生态	加强环境监管。制定施工期环境管理制度，合理规划工程占地和施工道路，严格限制施工机械和人员的活动范围；严禁车辆随意行驶，优化运输路线。 认真落实封井期的生态环境保护措施。采取因地制宜的生态修复方法，合理安排封井期迹地恢复工作。			施工建设期间已落实相关措施
环境风险	加强环境风险防范工作，建立严格的风险管理制度，认真落实各项风险防范措施，做好单位应急预案和地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响。定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。			自工程实施至今，未发生井喷等环境风险事故

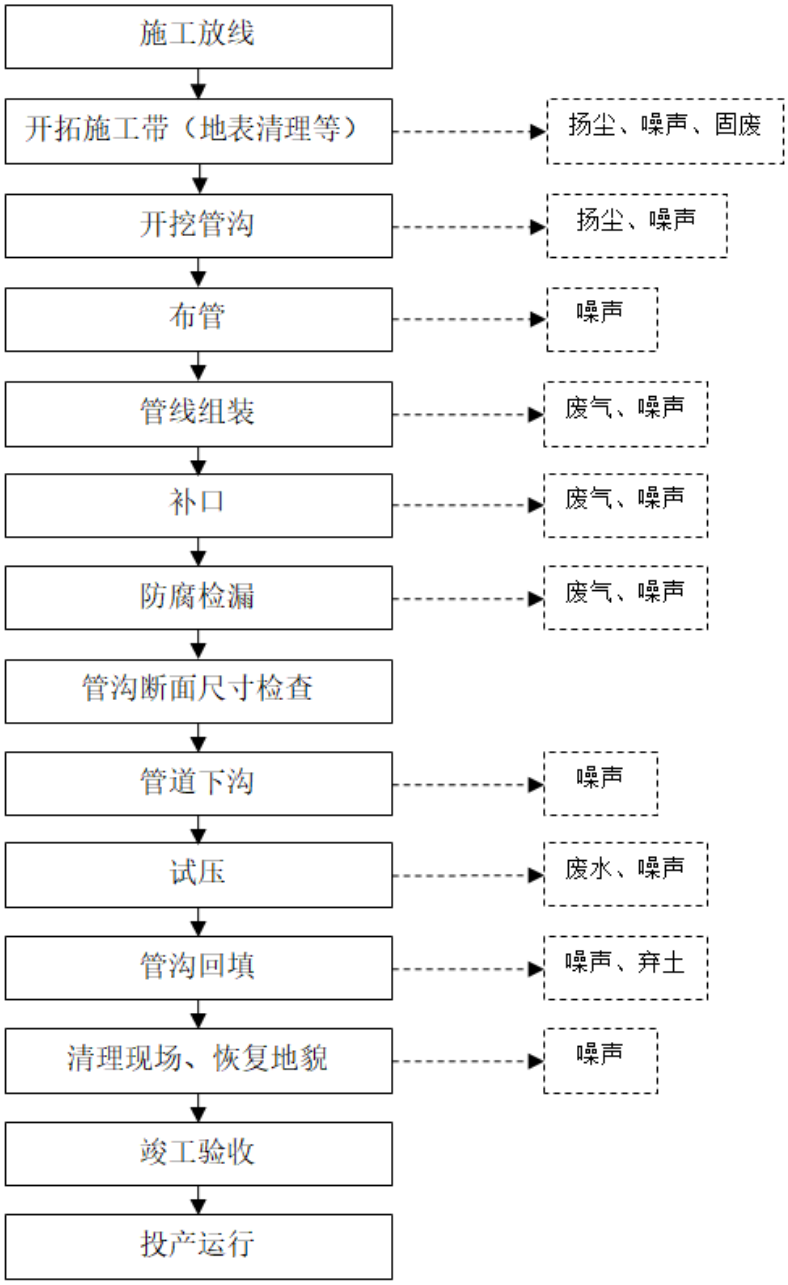


图 3.2-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

（2）管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖边坡主要根据土壤性质类别确定，以保证不塌方为原则，特殊地段可根据实际情况，采取边坡适当放缓，

加支撑或采取阶梯式开挖措施。在水文地质条件不良的地段，管沟边坡应试挖确定，机械开挖时，管沟边坡土壤结构不得被搅动或破坏。

管线施工作业带宽度为8m，管顶埋深不小于1.2m。

（3）管线组装

当钢制管道水平走向或高程发生变化时，在地形地物条件允许的情况下优先采用弹性敷设，若条件所限不能采取弹性敷设时，采用热煨弯管。

（4）管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底贴紧，不允许有悬空现象。

（5）吹扫与试压

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

新建管线试压介质为洁净水。管线试压时缓慢升压，加压量每分钟不超过0.7MPa，直至达到试验压力。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段最低点的管道环向压力不应超过其屈服强度的90%；管道强度试验压力为1.1倍设计压力，稳压时间4h，管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格；管道严密性试验压力为 1 倍设计压力，稳压时间为24h，当管道无渗漏、压降率不大于试验压力值的1%且不大于0.1MPa时为合格；当环境温度低于 5℃时，应采取防冻措施。KeS8-17井采气管线穿越段G579国道应进行单独试压，试验压力为设计压力的1.5倍，强度试压稳压时间4h，试压时管道环向应力不得大于管材标准屈服强度的90%，管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格；严密性试验压力为设计压力，稳压时间24h，当管道无渗漏、压降率不大于试验压力值的1%且不大于0.1MPa时为合格。

水试压合格后，应将管道内水清扫干净。试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（6）穿越工程

KeS8-17井采气管线穿越油气田道路时采用大开挖穿越方式，穿越管段采用钢筋混凝土套管保护，穿越段长度为20m。

（7）管沟回填

管沟回填时，应分两次回填，管端及弯头两侧应分层回填夯实；在距管壁300mm 范围内使用原细土或细沙回填，其它部分原土回填。普通管段管沟回填土高出自然地面 300mm，作为自然沉降富裕量，并保证沉降后的回填土顶面高于自然地坪，穿越道路地段应将地形恢复原状并压实，压实系数0.8。

3.2.2.2 运营期工艺流程

本工程新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再经高级孔板计量装置计量后通过新建采气管线进入下游已建 KeS8004 阀室（KeS8-17 井）和 KeS2-2-16 阀室（KeS2-2-H1 井），最终通过区块已建管线输送至克深天然气处理厂（KeS8-17 井）及克拉天然气处理厂（KeS2-2-H1 井）。运营期工艺流程详见图 3.2-2。

3.2.3 环境影响因素分析

本工程环境影响主要来源于施工作业以及运营期气田开采、集输、井下作业等工艺过程，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。

3.2.3.1 生态影响因素

本工程生态影响主要发生在管线和井场的施工建设阶段，主要表现为工程占地影响、土壤扰动等。

本工程占地包括永久占地和临时占地，永久占地主要为单井井场占地，临时占地主要为采气管线及电力线施工作业临时占地，临时占地面积共计 6322.4m^2。拟占用土地现状利用类型为未利用地。

3.2.3.2 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 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 3.2-2 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 3.2-2　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。

② 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管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

① 管道试压废水

本工程新建采气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 23.61m³，其中 KeS8-17 井约 11.805m³，KeS2-2-H1 井约 11.805m³，可用作场地降尘用水。

② 生活污水

本工程施工人员预计 60 人（每口井按 30 人计），有效施工天数按 30d 计，

生活用水量按 50L/人·d 计算，排水量按用水量的 85%计算，则本工程施工期间生活污水产生量约为 76.5m^3，单井约 38.25m^3。

本工程施工期不设施工营地，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。

（3）噪声

本工程施工期噪声源主要是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。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.2-3。

表 3.2-3　　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)）
推土机	85	吊装机	85
挖掘机	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，以及施工人员产生的生活垃圾。

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 535.3m，则施工废料产生量约为 0.11t，其中 KeS8-17 井约 0.05t，KeS2-2-H1 井约 0.06t。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天然固废填埋场填埋。

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，本工程有效施工期约 30d，施工人员共计 60 人，则生活垃圾总产生量为 0.9t，单井约 0.45t。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 3.2-4。

3.2.3.3 运营期环境影响因素

（1）废气

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

本项目KeS8-17井场挥发性有机物排放量约0.087t/a，KeS2-2-H1井场挥发性有机物排放量约0.089t/a，项目区新增挥发性有机物排放量约0.167t/a。

（2）废水

本工程井场无人值守，运营期产生的废水主要为采出水和井下作业废水。

① 采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气液在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。KeS8-17井和KeS2-2-H1井最大采出水总量12m^3/d（4380m^3/a），其中KeS8-17井6m^3/d（2190m^3/a），KeS2-2-H1井6m^3/d（2190m^3/a）。KeS8-17井采出水依托克深天然气处理厂生产废水处理系统处理，KeS2-2-H1井采出水依托克拉天然气处理厂生产废水处理系统处理，分别达到《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 井下作业废水

本工程运营过程中将不定时进行修井、洗井等井下作业，作业过程中将产生一定量的废水，废水中主要含有酸、盐类、石油类和有机物等。按同类项目类比，平均每年进行1次井下作业，每次产生约60m^3井下作业废水，KeS8-17井和KeS2-2-H1井合计产生井下作业废水为120m^3。

本工程井下作业由专业的作业队伍实施，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。

（3）噪声

本工程运营期产生的噪声主要包括井口装置、阀组撬等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。噪声排放情况见表3.2-6。

表3.2-6　　运营期噪声排放情况

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

（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包括油泥（砂）、清管废渣。油泥（砂）、清管废渣均属于危险废物。

① 油泥（砂）

油泥（砂）是被油类及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，根据类比调查，本工程油泥（砂）产生量约为1.0t/a，其中KeS8-17井0.5t/a， KeS2-2-H1井 0.5t/a。对照《国家危险废物名录》，油泥（砂）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。

② 清管废渣

集输管线每2-4年清管1次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为1.15kg，本工程新建采气管线共计535.3m，每次废渣量约0.615kg，其中KeS8-17井0.303kg，KeS2-2-H1井0.312kg。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3.2-7。

（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3.2-8。

表 3.2-4　　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
				KeS8-17 井	KeS2-2-H1 井	合计	
废气	井场、管线	施工场地	TSP、SO_2、NO_x 等	少量			洒水降尘，使用合格燃料
废水	井场、管线	管道试压废水	SS	11.805m^3	11.805m^3	23.61m^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	38.25m^3	38.25m^3	76.5m^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	井场、管线	施工废料	/	0.05t	0.06t	0.11t	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	/	0.45t	0.45t	0.9t	集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋
噪声	井场、管线	施工机械、运输车辆	/	78~90dB（A）			加强施工管理

表 3.2-7　　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	KeS8-17 井	KeS2-2-H1 井	合计	油气开采、管道集输
			0.5	0.5	1.0	

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	/	T，I

表 3.2-8　　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
			KeS8-17 井	KeS2-2-H1 井	合计	KeS8-17 井	KeS2-2-H1 井	合计	
废气	开采、集输过程	非甲烷总烃	0.087t/a	0.089t/a	0.167t/a	0.087t/a	0.089t/a	0.167t/a	全密闭流程，无组织排放
废水	生产废水	采出水	2190m^3/a	2190m^3/a	4380m^3/a	0	0	0	依托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标后回注地层，不向外环境排放
		井下作业废水（废液）	60m^3/a	60m^3/a	120m^3/a	0	0	0	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
固体废物	危险废物	油泥（砂）	0.5t/a	0.5t/a	1.0t/a	0	0	0	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
		清管废渣	0.303kg/a	0.312kg/a	0.615kg/a	0	0	0	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	40-105dB(A)						采取减振、消声等措施确保厂界达标

3.2.3.4 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。

3.3 清洁生产分析

3.3.1 清洁生产评价指标

3.3.1.1 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。

3.3.1.2 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。

（6）利用气田自产的天然气作为生产、生活区的燃料，节省其它能源的消耗。

3.3.1.3 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。

3.3.1.4 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分别送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。

井下作业产生的废液、废水和废油，严格按照中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司的要求，带罐作业，最终运送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后闭路循环，不对外排放。

（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

对开发过程中的修井、洗井、压裂及其它作业，通过加强管理可防止和减小井喷事故的发生及污染物泄漏，严格控制落地油的排放量，使落地油产生量为零。生产过程中落地原油、油泥（砂）等固体废物运往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，抽油机采用永磁电机配变频调速装置，提高功率因素，减少噪声。

（5）生态保护及水土保持措施

本工程在站场选址、建设和管线的选线、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。

3.3.1.5 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。

3.3.1.6 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）在雨季和汛期，加强对井场泥浆池的容量和围堤高度的设计与施工，使其在雨季和汛期防止外溢有足够的保证。

（4）井下作业积极推行无污染作业法，采气过程中加强生产管理，对输气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。

3.3.2 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3.3-1。

表 3.3-1　　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="9">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="2">清洁生产审核</td></tr>
<tr><td>实际值</td><td>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>＜30</td><td>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>0</td><td>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>100</td><td>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>100</td><td>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>30</td><td>1.7</td></tr>
<tr><td>COD</td><td>mg/L</td><td>5</td><td>乙类区：≤150</td><td>150</td><td>5</td></tr>
<tr><td>落地原油回收率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>100</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>采油废水回用率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥60</td><td>100</td><td>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>0</td><td>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>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td colspan="9">定性指标</td></tr>
<tr><td>一级指标</td><td>指标分值</td><td colspan="5">二级指标</td><td>指标分值</td><td>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="2">井筒质量</td><td colspan="2">井筒设施完好</td><td>5</td><td>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>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>0</td></tr>
<tr><td colspan="3">采油方式</td><td>采油方式经过综合评价确定</td><td>10</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="3">集输流程</td><td>全密闭流程，并具有轻烃回收装置</td><td>10</td><td>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="5">建立 HSE 管理体系并通过认证</td><td>10</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="5">开展清洁生产审核，并通过验收</td><td>20</td><td>20</td></tr>
<tr><td colspan="5">制定节能减排工作计划</td><td>5</td><td>5</td></tr>
<tr><td>（3）贯彻执行环境保护政策法</td><td>20</td><td colspan="5">建设项目环保“三同时”制度执行情况</td><td>5</td><td>5</td></tr>
</table>

规的执行情况		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

（2）评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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 3.3-2。

表 3.3-2　　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 3.3-1 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 3.3-2 中相比较，75≤P＜90，属于清洁生产企业。

3.4 污染物排放总量控制分析

3.4.1 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。

3.4.2 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。

3.4.3 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0.167t/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。

3.5 与法律法规、相关规划符合性分析

3.5.1 与相关法律法规符合性分析

本工程与相关法律法规符合性分析见表3.5-1。

表 3.5-1　　本工程与相关法律法规符合性分析一览表

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本工程位于克拉苏气田整体布局进行了优化，区域内设置克深天然气处理厂，对采出气进行集中处理。	符合
	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	钻井不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本工程井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本工程无钻井工段。	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本工程酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至指定的地点进行处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m3 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本工程采油气主要采取管道集输，原油储罐全部按照环保规范进行建设，油气集输损耗率低于 0.5%。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本工程区井下作业过程中产生的污水送克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本工程不涉及水源涵养区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，	本工程积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明	符合

吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号）	实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	令淘汰的技术、工艺和设备	
	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	本工程采出气含有凝析油，不含硫，依托克深天然气处理厂及克拉天然气处理厂处理。	符合
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。	本工程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。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、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）	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推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，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标后回注油层，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	符合
	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	本工程的油泥（砂）经集中收集后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。	符合
	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硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本工程采出气不含硫。	符合
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的	本工程属于涉及塔里木流域水土流失重点治理区的天然气开采项目，开展的单井集输工程环评。本	符合

	新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	次环评对单井钻井工程及施工建设期环保措施进行了落实。	
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）	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，全疆共划分了 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。 各州（地、市）水行政主管部门和有关单位应在“两区复核划分”成果的基础上,进一步组织开展州（地、市）级水土流失重点预防区和重点治理区的复核划分以及水土保持规划编制工作,依法落实水土流失防治责任,促进我区生态文明建设,保障经济社会持续健康发展。	本工程所在区域拜城县属于塔里木河流域重点治理区范围。本环评报告提出防治水土流失环保措施。	符合

3.5.2 与国家产业政策协调性分析

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。

3.5.3 与国家相关规划协调性分析

本工程涉及国家层面的相关规划主要有《能源发展“十三五”规划》、《全国矿产资源规划》、《全国主体功能区规划》等。

本工程与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表3.5-2。

从表3.5-2中可见，本工程与上述国家相关规划是协调一致的。

3.5.4 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，本工程区位于拜城县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本工程与上述相关规划的协调性分析结果参见表3.5-3。

3.5.5 “三线一单”符合性分析

根据《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发（2021）18 号），将拟建工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表3.5-4。

表 3.5-2　　本工程与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
能源发展“十三五”规划	“十三五”时期，要夯实油气供应基础，着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度,加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。	新疆塔里木盆地天然气储量十分丰富，近年来，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司不断加大塔河油田油气资源的开发力度。	协调
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。”	本工程属于塔里木盆地塔河油田的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	本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敏感区域和重要生态敏感区域	协调

表 3.5-3　　本工程与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
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	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	协调
新疆维吾尔自治区土地利用总体规划（2006-2020 年）	进一步坚定实施优势资源转换战略，依托丰富的石油、天然气、煤炭、有色金属等资源优势，为做大做强优势支柱产业提供用地保障。	本工程为石油天然气开发，符合用地规划要求	协调
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本工程属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划	“把新疆建成国内最大的油气勘探开发基地、重要的油气储备和石油化工基地、重要的煤化工升级示范和生产基地、最大的氯碱和硫酸钾生产基地、西部最大的氮肥生产基地”。	本工程年产气量 $5.66\times10^8 m^3$，符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。	符合
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开	本工程不在禁止开发区和限制开发区，本工程位于天山南坡产业带，天山南坡的国家级农产品主产区县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城关镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域	协调

	发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。		
新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	到2020年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。	本工程采气井集输均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，采气井集输过程的各类污染物按照环境管理部门的要求及集团公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。	协调
新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了76个不同的生态功能区，本工程属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区	本区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调
阿克苏地区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要	充分发挥油气资源优势，积极争取油气资源就地加工转化利用量和价格优惠，强化要素资源配置，扩大原油加工能力，推动炼化一体化、规模化、园区化发展，重点在库车、拜城、沙雅、新和四县和温宿县形成集油气开采、炼化及其下游产品精深加工为一体的完整产业链，打造产业结构完善、规模经济突出、集群优势明显的现代石化产业体系。力争“十三五”末炼油产能超千万吨、乙烯产能超百万吨，努力把阿克苏地区打造成为全疆乃至西部大型石油天然气生产基地、国家重要的原油战略储备基地和重要的石油化工基地。	塔河油田是塔里木盆地天然气勘探开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。	协调

表 3.5-4　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案（征求意见稿）》，本工程 KeS8-17 井及 KeS2-2-H1 井北距生态保护红线区约 20km，不在红线范围内。	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本工程采出水进入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指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，井下作业废水送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理，废水均不向外环境排放；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程采出气采取密闭集输工艺。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本工程生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响。	符合
《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号）	生态环境准入	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	本工程位于克拉苏气田克深区块，本工程不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。本工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单（2020 年版）》（发改体改规	符合

		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。	[2020]1880 号），属于许可准入类项目。	

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

拟建项目为两口单井的集输工程，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，KeS8-17 及其管线土壤类型以棕漠土为主，KeS2-2-H1 及其管线的土壤类型以石质土为主。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。

KeS8-17 井地势平坦，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	以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动

		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。	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 6 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。

（2）监测时间

（3）监测项目

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。

表层样监测点监测因子：石油烃，共计 1 项。

（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。

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。

（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/m^3
2	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	0.003mg/m^3

（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/m^{3}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/m^3）。

（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。

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。

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《克深气田初步滚动勘探开发方案项目环境影响报告书》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。

（2）监测单位

（3）监测时间及频率

监测时间为2021年8月20日，每个点位采样1次。

（4）监测含水层

监测含水层为潜水含水层。

（5）监测项目

K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类，共31项。

（6）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。

（7）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。

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；赛里木镇明吉格代村水源井、赛里木镇拉帕村水源井、亚吐尔乡 2 大队水井和托克逊牧场水源井监测点硫化物监测值高于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值；克深水源井监测点硫酸盐监测值高于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值；除以上因子外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。硫化物、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

监测点位设 8 个，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，井场四周昼间噪声值在 54.2~57.0dB(A)之间，夜间噪声值在 46.5~48.7dB(A)之间；井场四周昼间噪声值在 54.2~56.2dB(A)之间，夜间噪声值在 47.6~48.6dB(A)之间满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

（2）在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如采气管线和电力工程等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

气田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1　　气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 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%。

本工程总占地面积 4.1854hm^2，全部为临时占地，采气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，电力工程施工宽度扰动范围宽约 6m，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。

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地主要包括两口井的集输工程，钻井工程已单独进行环评，因此本工程占地全部为临时占地，主要为 KeS8-17 和 KeS2-2-H1 井新建单井采气管线 2.302km，电力线 3.915km，临时占地共 4.1854hm^2，本工程区土地利用类型均为未利用地，以自然状态的戈壁和裸岩石砾地为主。地表植被盖度 5%-10%。采气管线、电力工程选线无环境限制性因素。工程新增占地占评价区范围总面积的比例很低，对当地的土地利用影响是微乎其微的。

（1）永久占地

本工程无永久占地。

（2）临时占地

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

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当气田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 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）对土壤结构和质地影响

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

（2）对土壤密实度的影响

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

（3）固体废弃物对土壤的影响

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

（4）对土壤物理性质的影响

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

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

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

5.1.2.3 水土流失影响分析

本工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

（1）管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

（2）管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了本工程临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本工程所在区域拜城县属于塔里木河中上游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，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.2.4 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4.1854hm^{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4.1854hm^2，以管线、电力工程施工临时占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为3.14t。

（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。工程新建电力线3.915km，扰动宽度6m，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。

5.1.2.5 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。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下

1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.4 项目实施对周边沙化土地的影响

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。

本工程总占地面积 4.1854hm^2，全部为临时占地，其中涉沙工程主要为管线工程。

本工程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。本工程共开挖土方均用于回填和场地平整，无弃方。

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

本工程施工期主要为管沟开挖等。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。

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

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本上生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系

统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程所在区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在气田开发如井场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为5个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表5.1-2。

从表5.1-2可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.6 小结

本工程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，临时占地4.1854hm^2，KeS8-17井及管线主要为合头草、短叶假木贼，植被覆盖度约为5%-10%。KeS2-2-H1井位于低山丘陵段，地面植被稀少，植被覆盖度约为5%。本工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程临时工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期大气影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

开发期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

（3）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械和运输车辆主要以燃油为动力，燃油废气中主要污染物为 NO_x、CO、SO_2、THC 等。施工机械及运输车辆所排放的废气在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，对环境影响不大。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 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℃。

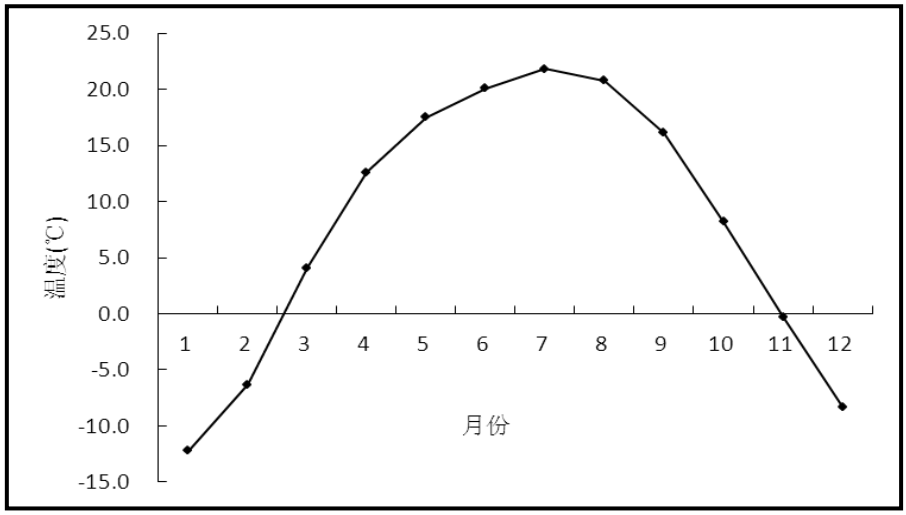


图 5.2-1　　近 30 年各月平均温度变化曲线图

（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

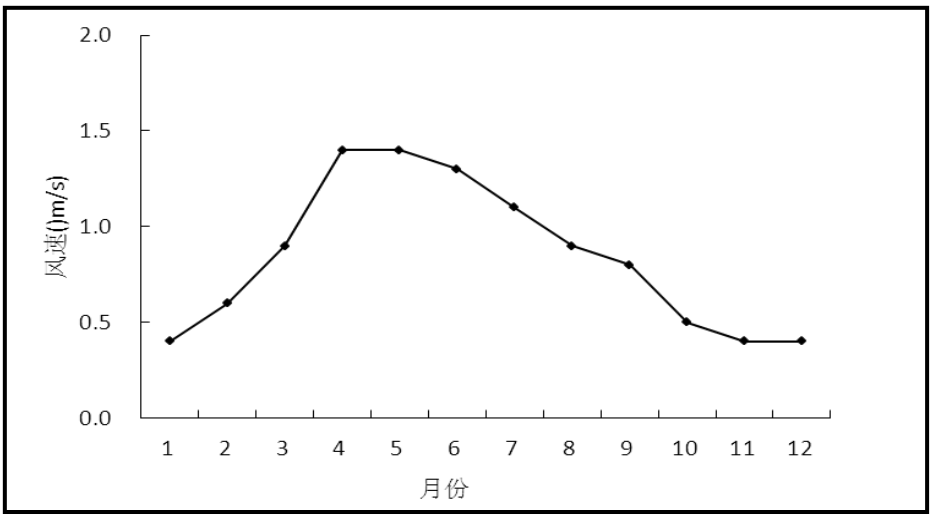


图 5.2-2　近 30 年各月平均风速变化曲线图

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	

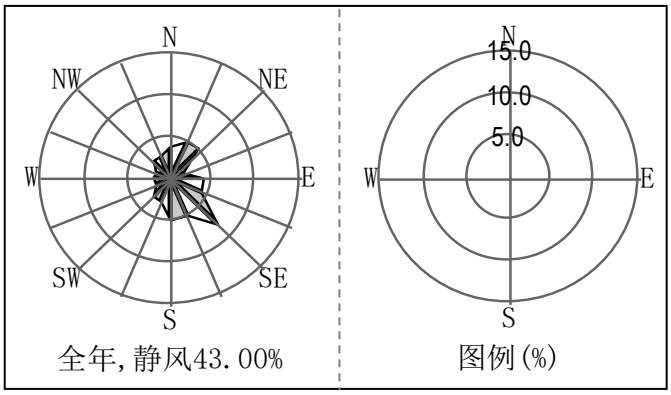


图 5.2-3　近 30 年风频玫瑰图

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。

5.2.2.2 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，本工程开采、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。

单井井场面源参数详见表 5.2-4。

表 5.2-4　　单井井场面源参数表

名称		KeS8-17 井场无组织	KeS2-2-H1 井场无组织
面源海拔高度（m）		1441	1661
面源长度（m）		40	29.25
面源宽度（m）		30	38.93
与正北方向夹角（°）		0	0
面源有效排放高度（m）		6	6
年排放小时数（h）		8760	8760
排放工况		正常	正常
污染物排放量（kg/h）	非甲烷总烃	0.089	0.089

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	KeS8-17 井场无组织			KeS2-2-H1 井场无组织		
	离源距离（m）	落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	离源距离（m）	落地浓度（μg/m³）	占标率（%）
1	10	110.91	5.55	10	116.36	5.82
2	25	143.92	7.20	24	150.21	7.51
3	50	112.65	5.63	25	149.59	7.48
4	75	109.02	5.45	50	115.25	5.76
5	100	101.83	5.09	75	110.98	5.55
6	125	93.62901	4.68	100	103.39	5.17
7	150	85.608	4.28	125	94.98701	4.75
8	175	78.227	3.91	150	86.783	4.34
9	200	72.75401	3.64	175	79.276	3.96
10	225	69.066	3.45	200	73.771	3.69
11	250	65.54	3.28	225	69.979	3.5
12	275	62.257	3.11	250	66.377	3.32
13	300	59.195	2.96	275	63.03901	3.15
14	325	56.373	2.82	300	59.944	3
15	350	53.723	2.69	325	57.063	2.85
16	375	51.244	2.56	350	54.356	2.72
17	400	48.952	2.45	375	51.853	2.59
18	425	46.96901	2.35	400	49.534	2.48
19	450	45.106	2.26	425	47.521	2.38
20	475	43.36	2.17	450	45.636	2.28
21	500	41.718	2.09	475	43.863	2.19
22	525	40.186	2.01	500	42.211	2.11

23	550	38.743	1.94	525	40.658	2.03
24	575	37.389	1.87	550	39.201	1.96
25	600	36.126	1.81	575	37.823	1.89
26	625	34.982	1.75	600	36.547	1.83
27	650	33.885	1.69	625	35.374	1.77
28	675	32.84	1.64	650	34.258	1.71
29	700	31.849	1.59	675	33.201	1.66
30	725	30.907	1.55	700	32.19801	1.61
31	750	30.012	1.5	725	31.246	1.56
32	775	29.16	1.46	750	30.343	1.52
33	800	28.35	1.42	775	29.482	1.47
34	825	27.579	1.38	800	28.804	1.44
35	850	26.972	1.35	825	28.014	1.4
36	875	26.261	1.31	850	27.261	1.36
37	900	25.582	1.28	875	26.542	1.33
38	925	24.932	1.25	900	25.855	1.29
39	950	24.455	1.22	925	25.198	1.26
40	/	/	/	950	24.729	1.24
	P_{max}	143.92	7.20	P_{max}	150.21	7.51
	D_{max}（m）	25		D_{max}（m）	24	

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 KeS8-17 井场下风向 24m 处，最大浓度占标率为 7.51%，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	1.556

5.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停产后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 水环境影响分析

本工程区域内无地表水系。

本工程废水主要包括气田采出水、井下作业废水。采出水依托已建克深天然气处理厂污水处理系统处理后排至站外蒸发池暂存，后期进行回注，井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站。

本工程不含钻井工程，KeS8-17井新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再经高级孔板计量装置计量后通过新建采气管线进入下游已建支线阀室1，最终通过区块已建管线输送至克深天然气处理厂。KeS2-2-H1井新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再经高级孔板计量装置计量后通过区块已建管线输送至克深天然气处理厂。

本工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

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:（0.167）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.3.1 施工期水环境影响分析

根据工程分析，在施工期对水环境可能造成影响的污染源主要是施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水，以及施工人员产生的生活污水。

（1）管道试压废水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。

（2）生活污水

本工程施工人员预计60人（其中KeS8-17井40人，KeS2-2-H1井20人），有效施工天数按30d计，生活用水量按50L/人·d计算，排水量按用水量的85%计算，则本工程施工期间生活污水产生量约为76.5m^3，其中KeS8-17井约51m^3，KeS2-2-H1井约25.5m^3。

本工程施工期不设施工营地，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，对水环境的影响很小。

5.3.2 运营期水环境影响分析

5.3.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）水污染源类型

运营期，废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

（2）废水处置措施及可行性分析

① 采出水处理

本工程采出水依托已运行的克深天然气处理厂污水处理系统进行处理。

克深天然气处理厂生产污水装置设2座沉降罐，承担全厂的生产污水和气田水的沉降除油处理任务。污水处理采用“重力沉降除油“的处理工艺，设置2座1000m^3重力沉降罐，含油污水带压进入重力沉降罐，在进入沉降罐之前投加破乳剂，以提高沉降效果，在气田开发前期，采出水较少，可保证较长的沉降时间，气田开发后期，气田产出水量增大，沉降时间至少能保证16小时，沉降除油处理过程中产生的油储存于收油罐中，经油泵提升到凝析油稳定装置处理回收。在气田运行初期，可两座沉降罐交替运行；待气田水量增大后可考虑两座沉降罐同时投入使用。

沉降除油处理过程中产生的油储存于收油罐中，经油泵提升到凝析油处理装置处理回收。

沉降处理中产生的油泥进行定期回收外运至塔里木油田绿色环保站处理。

污水处理后现阶段排入污水蒸发池，后期回注，其水质控制油和悬浮物指标，污水处理控制水质指标见表5.3-1。

表5.3-1　　克深天然气处理厂污水处理控制指标

《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	
含油量（mg/L）	悬浮物SS（mg/L）
小于30	小于10

克深天然气处理厂水处理系统于2014年建成，设计处理规模为500m^3/d，目前实际处理水量为150m^3/d左右。本工程采出水量约为12m^3/d，本工程实施后污水处理系统运行负荷不超过50%，采出水经污水处理系统处理后排至站外蒸发池，后期进行回注，处理设施的剩余处理能力可以满足本次工程的依托需求。

② 井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。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。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，四周均为荒漠。站内主要建有1套撬装化磺化泥浆废弃物处理装置，包括配浆、反应系统、固液分离系统、水处理系统和配药系统，配套建有废弃物暂存池、配浆池、除油池、合格泥土堆场等内容。一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于AOP处理工艺。废水实现闭路循环、综合利用。可接收本工程井下作业废水。

5.3.2.2 气田正常运行时对地下水环境影响

（1）井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过酸化、压裂等工序，产生的酸化、压裂作业废水。井下作业废水严禁直接外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。

（2）采出液在依托现有的克深天然气处理厂脱水处理，排出油藏采出水。依托已建克深天然气处理厂污水处理系统处理后，排至站外蒸发池，后期进行回注。

5.3.2.3 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凝析油、天然气的泄漏。事故发生时会有大量凝析油溢出。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，也可引起采气集输及处理过程的油气泄漏事故，对气田地面工程、输油气管线带来一定的不利影响，会引起油、气泄漏，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。

（3）小结

本工程施工期不设施工营地，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，不会对该区域地下水水质产生影响；运营期主要水污染物为气田采出水和井下作业废水。运营期本工程采出水可以依托克深天然气处理厂水处理系统处理；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。

本工程在施工期和运营期，只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，水污染影响很小。正常情况下，本工程采出水经处理后回注气层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，

本工程的实施对地下水的影响较小。

5.3.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.3.1 石油类污染源的特性及污染途径与污染方式的分析

以往的气田开发工程极注重地表可视性污染源（正常运行过程中的污染源）的防范，采用的预防措施非常成熟且行之有效，杜绝了这类污染源造成的危害。而对隐蔽性污染源却关心较少，对浅部隐蔽源也有一些防范措施，而长期忽视深部隐蔽源，而大多数气田对环境造成的危害恰恰是隐蔽源造成的，尤其是深部源。石油类隐蔽污染源污染地下水的特点是：① 隐蔽性；② 延缓性或局部性；③ 难以逆转性。

地表可视性污染源的污染途径为入渗型，即由地表入渗到潜水中，浅部隐蔽性污染途径也为入渗型，由下包气带入渗到潜水；深部隐蔽性污染源的污染途径可认为是越流型，主要由地层深处经井管越流至潜水层。除废渣淋溶水为间接污染外，污染方式皆表现为直接污染。

5.3.3.2 正常运行时废水排放对地下水环境的影响分析

（1）生产废水对地下水的影响分析

① 井下作业废水全部进入污水罐外运集中处理：拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。

② 采出水依托已建克深天然气处理厂污水处理系统处理后进行回注。

（2）落地油对地下水污染分析

本工程在修井、洗井及采油气等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。

石油类污染物主要积聚在土壤表层，且可以挥发，一般难以渗入到2m以下，加之气田区域气候干旱少雨，无地表径流，不存在大量降水的淋滤作用，因此在正常状态下，落地油下渗不会对地下水产生影响。

塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

5 4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

根据现场调查评价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，工程区周围 200m 范围内没有声环境敏感点。施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

本工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、设备安装等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果详见表表 5.3-1。

表 5.3-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、设备安装等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 200m 内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，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。

5.4.2 运营期声环境影响分析

5.4.2.1 运营期主要噪声源

本工程运营期噪声源主要为井场采气树、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采气树噪声。

5.4.2.2 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采气树及各类机泵。根据对站场内各类噪声源的类比调查结果，在室外 1m 处噪声强度在 65dB(A)~85dB(A)之间，类比本工程区其它已建成的井场噪声值在 31dB(A)~40dB(A)之间，因此本工程运营期

噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求，并且本工程评价范围内无集中居民区，本工程运营期不会产生噪声扰民问题。

5.4.3 退役期声环境影响分析

气井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.4.4 声环境影响评价小结

综上所述，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。

本工程运营期噪声污染源主要为井场各类机泵。类比本工程区其它已建成的采气井场噪声值在31dB(A)~40dB(A)之间，因此本工程运营期噪声对周围环境的影响较小。

5 5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次气田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、弃土，以及施工人员产生的生活垃圾。

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2302.26m，则施工废料产生量约为0.461t。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天然固废填埋场填埋。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为0.9t，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。

5.5.2 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

（1）油泥（砂）对环境的影响

油泥（砂）是天然气勘探开采、处理以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在井下作业施工过程中，会不可避免地有部分凝析油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些凝析油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。本工程产生的油泥（砂）最大产生量为1.0t/a。

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

（2）清管废渣

集输管线每2-4年清管1次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为1.15kg，本工程新建采气管线共计2302.26m，每次废渣量约2.648kg。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0.461t。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。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）和油泥。油泥（砂）最大产生量为 1.0t/a，依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。本工程新建采气管线共计2302.26m，每次废渣量约2.648kg。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） □				

<table>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障 □；源头控制 □；过程防控 √；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">/</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">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。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">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。</td></tr>
</table>

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、凝析油。

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。			

<table>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。
LC_{50}：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">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。</td></tr>
</table>

凝析油理化性质及危险危害特性详见表5.7-2。

表5.7-2　　凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是C_5至C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于C_8的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 主要用途：是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	燃烧和爆炸危险性：其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全	操作安全：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。

措施	建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存安全：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 运输安全：运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。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。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	急救措施：皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 灭火方法：消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 泄漏应急处置：切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

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、凝析油。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 事故影响分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

5.7.4.2 管线泄露事故影响分析

（1）天然气泄露影响

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。

（2）凝析油泄漏影响

管线内石油类泄露则易对土壤环境造成不良影响。泄漏的凝析油进入土壤后，易与土壤成分结合，渗入到土壤空隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地和结构发生改变，影响到土地功能，进而影响植被的生长，影响局部的生态环境。管线泄漏一般为非连续性行为，泄漏事故发生后，石油类污染物主要聚积在土壤表层20cm以内，最大影响深度不超过2m，对地下水体直接影响不大。由于发生油气泄漏时管线压力变化比较明显，比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境而不会造成大面积的区域性污染。

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包括天然气、凝析油，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	克深区块 2021 年产能建设项目（一期）
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、凝析油
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	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。
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10m。电力线地面扰动宽度不得大于6m。 （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

管线及电力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10m，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10万，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及井下作业废水。全部依托已经建成的废水处理设施处理。

（1）采出气处理厂污水处理装置

采出水依托克深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。

（2）井下作业废水严禁直接外排，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，站内包括可对钻试修污水进行处理达标后资源化利用。

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油泥（砂）和清管废渣。

油泥（砂）和清管废渣均属于危险废物，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汇集至处理厂，经脱水处理后成为含油污水。克深天然气处理厂水处理系统于2014年建成，设计处理规模为500m^3/d，目前实际处理水量为150m^3/d左右。本工程最大采出水量为12m^3/d，本工程实施后污水处理系统运行负荷不超过50%。

（2）井下作业废水依托

井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站，站内包括可对钻试修污水进行处理达标后资源化利用，该站环评已取得自治区环保厅批复，目前已建成。

（3）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。

（4）油泥砂处理依托设施

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，本工程油泥砂集中产生于克深天然气处理站内，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

本工程新建采气管线 2.302km，电力线 3.915km，临时占地面积约为

4.1854hm^2，管线施工作业带宽度 8m，电力线作业宽度 6m。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 4.1854hm^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	/	1.84	工程结束后，回填、平整、夯实，采气管道压实不留疏松地面	34
	输电线路		2.35	回填、平整、夯实	23.5
	合计	0.2806	4.1854		57.5

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）本工程各工艺站场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。

（3）站场内利用道路和围墙进行功能分区，将生产区和生产管理区分开，以减少生产区和生产管理区的相互干扰，降低危险隐患。

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，输气管道全线采用三层 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。

由于本工程输气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）严格控制输送天然气的气质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；

（2）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；

（3）每半年检查管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度。

（4）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。

（5）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。

（6）站场事故放空时，应注意防火。

（7）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 危害形式

（1）本工程输送的介质为天然气，发生泄漏后的危害形式有：火灾、爆炸、窒息、火灾伴生污染等。

（2）发生火灾爆炸事故的主要破坏形式为：闪火、蒸气云爆炸、喷射火热辐射损伤。

6.6.2.4 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1017.98万元，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高覆盖度草地，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4.1854hm^2。工程将对草地造成一定程度的损失。本工程总投资为1017.98万元，其中环保投资106.5万元，占总投资10.46%。估算见表7.1-1。

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 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

HSE 管理体系是国际石油石化企业通用的一种管理模式，具有系统化、科学化、规模化的特点，被国外大石油公司广泛采用。

8.2.1 HSE 管理概述

塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 HSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。按照以上规定，本工程应建立 HSE 管理领导小组，设 HSE 专、兼职人员全面负责本工程的环境保护工作。

本工程的 HSE 包括施工期与运营期的 HSE 管理，主要 HSE 组织结构的建立、规章制度的制定和操作规程的编写、应急措施的建立、人员的培训、责任的确定及事故预防等。

8.2.2 HSE 组织机构的建立

本工程设立一个环境管理体系领导小组，组员由行政主管、安全环保和技术人员担任，并任命 1~2 名兼职的 HSE 现场监督员，由熟悉 HSE 技术、经过专门 HSE 管理培训并有一定管理能力的人员担任。HSE 管理小组成立后，公司赋予 HSE 管理人员权利和责任，并为管理小组 HSE 管理的各项活动提供必要的物质条件和支持。

8.2.3 HSE管理文件编写

本工程建立HSE管理体系时，应编制HSE管理手册、各种程序管理文件、管理作业文件和各类操作规程。本工程施工期和投入运行后，HSE管理小组应在管理体系框架下，为本工程的HSE管理和安全操作选定必要的规章制度和操作规程。包括：

（1）施工期的安全操作规程；

（2）生产过程安全操作规程；

（3）设备检修过程安全操作规程；

（4）正常运行过程安全操作规程；

（5）非正常运行过程安全操作规程；

（6）应急处理故障、事故过程安全操作规程；

（7）各种特殊作业（吊管起重、动土、危险区域用火、进入设备场地）的安全操作规程；

（8）施工期、运行期的环境保护管理规程；

这些制度和规程是本工程建设和生产过程行之有效的管理文件，有些是针对本工程施工期和运营期的特点建立的。这些文件应及时下发到岗位，并在员工正式上岗前通过专门培训或专门讲解，使员工了解；需专门为本工程不同岗位制度的制度或规程，如生产装置操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及抢修岗位等，应尽快制度适用这些岗位的规程和管理制度，并培训岗位人员熟练掌握。

8.2.4 员工的培训和能力评估

应确保从事本工程健康、安全与环境工作和任务的人员具有良好的个人素质及通过实践提高其技能和不断更新知识的能力。为确保企业员工具备称职资格，应建立相应的培训保证体系，并对员工完成任务的能力进行定期的评审和评价。

（1）员工的培训

培训工作包括上岗前的HSE培训及上岗后的定期HSE培训，培训的方式可采取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。

（2）能力评估

应通过正规程序对员工的能力进行定期评估，形成文件。公司应建立针对不

同职责人员的评估程序，程序内容主要包括资历、工作表现、理论考核和操作考核等。评估合格者，发给上岗证书。评估不合格者，或调离本工作岗位，或安排进一步的培训使其达到上岗要求。评审应每二年一次。

8.2.5 本工程HSE管理工作内容

应结合本工程环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.3 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；

表 8.3-1　　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，严格控制管线、电力线作业范围，施工现场严格管理，尽量少占地，施工结束后及时恢复	施工单位 建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		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等		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被	保护当地植被；临时占地及时清理；		建设单位环保部门及当地环保部门
		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，作好防护措施等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		重点区段	管线和电力线要做好防风固沙措施，尽量缩小临时占地范围		建设单位环保部门及当地环保部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等		建设单位环保部门及当地环保部门
		废水	处理达标后回注		建设单位环保部门及当地环保部门
		固体废物	施工废料拉运至克深天然固废填埋场填埋		建设单位环保部门及当地环保部门
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	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	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废气	开采、集输过程流程全密闭，减少非甲烷总烃排放		
		固体废弃物	油泥（砂）、清管废渣委托塔里木油田绿色环保站或其它有资质的单位进行无害化处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险		纳入区块现有作业区的事故应急体系	建设单位	当地环保部门

（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。

本工程施工期环境管理监督内容见表8.3-2。

表8.3-2　　施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
管线沿线植被	（1）减少管道穿越对植被造成的损坏； （2）是否超越施工作业带施工； （3）垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； （4）施工是否利用现有便道。	保护植被，减少损失。

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。

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	井场厂界	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	采气管沟开挖现场、电力线扰动范围	（1）采气管线、电力线路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 KeS8-17 井、KeS2-2-H1 井，早期勘探过程中进行了单井的钻井环评，后期探明储量后进行了区块的试采工程环评，试采工程进一步获得相关数据的基础上进行的本工程建设，本工程属区块的开发，环评中包含了单井、试采部分工程内容，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。

9 结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

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。

KeS8-17井集输工程主要新建单井井场1座，新建采气管线246.3m，管线就近接入已建的KeS8004阀室，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再通过区块已建克深 8 西干线管线输送至克深天然气处理厂。KeS8-17井产气量预计为80×104m3/d。

KeS2-2-H1井集输工程主要新建单井井场1座，新建采气管线271m，管线就近接入已建的KeS2-2-16阀室，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建井场采用气液混输工艺，气液混合物首先通过采气树的两级节流阀节流降压后进入阀组撬，再通过区块已建 4#支干线进入克深 2 清管站，然后通过克深至克拉DN400联络线输往克拉处理站。KeS2-2-H1井产气量预计为75×104m^3/d。

9.1.2 产业政策符合性

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，属于《产业结构调整指导目录》（2019本）中国家鼓励发展的产业，工程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。KeS8-17井地势平坦，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%。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%。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

本工程所在区域为非达标区，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。

（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；赛里木镇明吉格代村水源井、赛里木镇拉帕村水源井、亚吐尔乡2大队水井和托克逊牧场水源井监测点硫化物监测值高于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值；克深水源井监测点硫酸盐监测值高于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值；除以上因子外，其余因子均满足《地下水

质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。硫化物、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

井场四周昼间夜间噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

9.1.5 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.1-1。

9.1.6 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本工程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，临时占地 4.1854hm^2，本工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程临时工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程钻井工程已单独环评，因此本次工程不包括钻井工程，施工期大气影响主要来自施工场地及运输车辆的扬尘污染，施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期，在正常工况下大气污染物的主要来源是气田开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。

（3）水环境影响分析

在施工期对水环境可能造成影响的污染源主要是施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水，以及施工人员产生的生活污水，本工程施工期不设施工营地，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，对水环境的影响很小。

本工程进入运营期产生的废水主要有气田开发过程中的采出水和井下作业废水。采出水经克深天然气处理厂污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质

推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，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。

（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。

本工程运营期噪声污染源主要为井场各类机泵。类比本工程区其它已建成的采气井场噪声值在31dB(A)~40dB(A)之间，因此本工程运营期噪声对周围环境的影响较小。

（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0.461t。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。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）和油泥。油泥（砂）最大产生量为1.0t/a，依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。本工程新建采气管线共计2302.26m，每次废渣量约2.648kg。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包括天然气、凝析油，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。

9.1.7 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）油泥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。

9.1.8 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。

9.1.9 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106.5万元，环境保护投资占总投资的10.46%。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。

9.1.10 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。

9.1.11 总结论

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）工程施工前，建设单位和施工单位应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法的条件下开工。施工期，定期向相关部门和环保管理部门汇报工程进度和生态防护与恢复情况，主动接受和配合监督检查，建立健全环境管理责任制。

（2）对油气集输管线等进行定期检查、维修，及时发现问题及时解决，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。对于泄漏的落地原油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（3）在严格实施各项环境保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，减少区域生态环境的影响。

（4）开采废水应处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注，同时要采取切实可行的措施，防止地层污染。