

滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏产能调整地面工程

环 境 影 响 报 告 书

（拟报批版）

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二二年三月

目 录

1 概述	4
1.1 项目背景	4
1.2 建设项目主要特点	4
1.3 环境影响评价的工作过程	5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	5
1.5 分析判定相关情况	6
1.6 环境影响评价的主要结论	6
2 总则	8
2.1 编制依据	8
2.2 评价目的与原则	12
2.3 评价时段	13
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	13
2.5 环境功能区划与评价标准	14
2.6 评价等级与评价范围	18
2.7 环境保护目标	22
2.8 评价内容和评价重点	23
2.9 相关规划及政策符合性分析	24
3 现有工程建设现状回顾	35
3.1 滴西 121 井区及克拉美丽天然气处理站建设现状回顾	35
3.2 部署井勘探期及其环境影响回顾	50
4 建设项目概况及工程分析	55
4.1 建设项目概况	55
4.2 项目建设内容	56
4.3 环境影响因素分析及污染源源强核算	69
4.4 总量控制指标	80

4.5 清洁生产分析.....	81
5 环境质量现状调查与评价.....	84
5.1 自然环境现状调查与评价.....	85
5.2 环境保护目标调查.....	87
5.3 环境质量现状调查与评价.....	88
6 环境影响预测与评价.....	101
6.1 施工期环境影响预测与评价.....	101
6.2 运营期环境影响预测与评价.....	106
6.3 退役期影响分析.....	117
6.4 环境风险分析.....	118
6.5 环境风险事故防范措施.....	122
7 环境保护措施论证分析.....	126
7.1 施工期环境保护措施.....	126
7.2 运营期环境保护措施.....	130
7.3 退役期环境保护措施.....	133
7.4 环境保护措施可行性分析.....	136
7.5 环保投资分析.....	137
7.6 依托可行性分析.....	138
8 环境管理与监测计划.....	143
8.1 环境管理机构.....	143
8.2 生产区环境管理.....	143
8.3 污染物排放的管理要求.....	148
8.4 企业环境信息公开.....	150
8.5 环境监测与监控.....	150
9 环境影响经济损益分析.....	155

9.1 环境社会效益分析.....	155
9.2 环境经济损益分析结论.....	156
10 环境影响评价结论.....	157
10.1 建设项目概况.....	157
10.2 环境质量现状.....	157
10.3 主要环境影响及环保措施.....	158
10.4 经济损益性分析结论.....	162
10.5 环境管理与监测计划结论.....	162
10.6 总结论.....	162

1 概述

1.1 项目背景

滴南凸起划分为北部鼻凸带、中部凹槽带和南部鼻凸带，是准噶尔盆地腹部最早展开勘探的地区之一，至今已发现了石炭系、二叠系、侏罗系和白垩系多个油气藏，其中南部鼻凸带滴西 121 井区白垩系清水河组、侏罗系头屯河组均见良好油气显示。为进一步扩大井区的气藏开发成果，并为北疆民生用气提供安全保障，中国石油新疆油田分公司拟将滴西 121 井区内 12 口勘探井及评价井转为生产井，新建 11 座采气井场、1 座注水井场、1 座集气站；新建单井采气管线 37.1km、滴西 12 采气站至滴西 121 集气站输气管线 4.1km、滴西 121 集气站至克拉美丽天然气处理站的高压集气管线 21km、注水管线 9km；并配套建设供配电、仪表自动化、道路及消防等配套工程。因老井进站压力较低，为提高老井输送压力对现有老井进行改造；因克拉美丽天然气处理站已建段塞流捕集器、生产分离器及脱固体杂质橇处理能力不能满足要求，对克拉美丽处理站进行改造。项目实施后井区新增日产气为 $36 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产油 5.8t，日产水为 102m^3 。

1.2 建设项目主要特点

本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中的“陆地天然气开采”行业；滴西 121 井区为油田开发老区块，本项目属于老区块扩边项目，项目性质为改扩建；将 11 口勘探井及评价井转为生产井，1 口勘探井转注水井，新建 11 座采气井场、1 座注水井场、1 座集气站，新建单井采气管线 40.65km、滴西 12 采气站至滴西 121 集气站输气管线 4.1km、滴西 121 集气站至克拉美丽天然气处理站的高压集气管线 21km、注水管线 9km，并配套建设供配电、仪表自动化、道路及消防等配套工程，对克拉美丽处理站和老井进行改造；采用井口→集气站→处理站密闭集输工艺，天然气和凝析油依托克拉美丽天然气处理站处理，采出水由站内采出水处理系统处理；项目位于古尔班通古特沙漠腹地，不涉及生态环境保护红线，土地利用类型为沙地、土壤类型为风沙土；植被类型以荒漠植

被为主，建群种为梭梭及白梭梭；水土流失主要以风力侵蚀为主；项目主要特点为污染影响与生态影响并存，施工期采取相应的措施后对生态环境影响较小，运营期废气、噪声可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置，项目的建设将提高区域整体开发效益。

1.3 环境影响评价的工作过程

滴西 121 井区为天然气开采老区块，本项目属于滴西 121 井区扩边开发项目，扩边区域为未进行过产能建设的新区块，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发，应编制环境影响报告书。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（表）编制阶段。具体流程见图 1.3-1。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 12 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环评工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范的要求编制完成了《滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏产能调整地面工程环境影响报告书》。

本项目报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地天然气开采项目，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的无组织挥发烃类、噪声、

废水、固体废物等环境影响及事故状态下的含油污泥对环境的影响分析。

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

本项目为陆地天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中的“七、石油、天然气——1、常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类项目，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，各井场选址处植被稀疏，野生动物较少，集输管线和道路路由避开了植被茂密区，减少了对周围植物的影响，对周围生态环境影响较小；无组织挥发性废气产生量较少，不会对周围环境空气质量产生明显影响；项目区周围无居民、学校、医院、自然保护区、风景名胜区等环境保护目标，不涉及生态环境保护红线。报告中提出了严格的水土流失防治措施，在切实落实报告提出的环保措施和按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理综上所述，本项目选址选线合理。

1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿勒泰地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿勒泰地区工业高质量发展“十四五”规划》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、“三线一单”、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》、《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》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求。

1.6 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。

运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 3 月 1 日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 7 月 1 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第 204 号，2017 年 10 月 7 日；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (3) 《排污许可管理办法（试行）》，环保部令第 48 号，2018 年 1 月 10 日；
- (4) 《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，2021 年 1 月 1 日；
- (5) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，生态环境部令第 15 号，2021 年 1 月

1 日;

(7)《产业结构调整指导目录(2019 本)》,国家发展和改革委员会令第 29 号,2020 年 1 月 1 日;

(8)《石油天然气开采业污染防治技术政策》,2012 年第 18 号,2012 年 3 月 7 日;

(9)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》,2018 年 10 月 1 日;

(10)《水污染防治行动计划》,国发〔2015〕17 号,2015 年 4 月 2 日;

(11)《土壤污染防治行动计划》,国发〔2015〕31 号,2016 年 5 月 28 日;

(12)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》,环办环评函〔2019〕910 号,2019 年 12 月 13 日;

(13)《国家重点保护野生植物名录》,国家林业局、农业部 2021 年第 3 号,2021 年 2 月 1 日;

(14)(16)《国家重点保护野生动物名录》,国家林业和草原局、农业农村部公告,2021 年第 3 号,2021 年 2 月 1 日;

(15)《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气〔2020〕33 号),2020 年 6 月 23 日;

(16)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号),2017 年 11 月 14 日;

(17)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号),2017 年 10 月 1 日;

(18)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150 号),2016 年 10 月 26 日;

(19)《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434—2018);

(20)《关于印发〈环境保护综合名录(2021 年版)〉的通知》(环办综合函〔2021〕495 号),2021 年 11 月 2 日;

(21)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012),2013 年 3 月 1 日;

(22)《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号),2021 年 11 月 30 日;

(23)《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》(环办综合〔2021〕32号),2021年12月31日。

2.1.3 地方有关环保法规

- (1)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(修订),2018年9月21日;
- (2)《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》,2019年1月1日;
- (3)《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》,2016年1月29日;
- (4)《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》,2017年3月20日;
- (5)《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》,2010年5月1日;
- (6)《新疆生态环境保护“十四五”规划》,2021年12月24日;
- (7)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》,2018年9月21日;
- (8)《新疆生态功能区划》,2005年7月14日;
- (9)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》,2002年12月。
- (10)《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142号),2020年7月30日;
- (11)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》,2020年9月4日;
- (12)《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》,2019年1月21日;
- (13)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,2018年8月;
- (14)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》,2021年2月22日;
- (15)《关于印发阿勒泰地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》,2021年6月26日;
- (16)《阿勒泰地区水土保持规划》(2019~2030年),2019年6月;
- (17)《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》,2021年2月5日;
- (18)《新疆国家重点保护野生动物名录》,2021年7月28日;

(19)《阿勒泰地区工业高质量发展“十四五”规划》(阿行署发〔2021〕10)号,2021年12月31日;

(20)《阿勒泰地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》,2021年10月22日。

2.1.4 环评有关技术规定

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016),2017年1月1日;

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),2018年12月1日;

(3)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009),2010年4月1日;

(4)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),2019年7月1日;

(5)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011),2011年9月1日;

(6)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018),2019年3月1日。

(7)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),2016年1月7日;

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),2019年3月1日;

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007),2007年8月1日;

(10)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017),2017年6月1日;

(12)《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018),2019年1月1日;

(13)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》,2009年2月;

(14)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》,2021年12月21日;

(15)《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》(生态环境部公告2021年第24号),2021年6月11日;

(16)《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南 (试行) (HJ 1209—2021)》，2022 年 1 月 1 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

(1)《滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏产能地面工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021 年 12 月 25 日；

(2)《滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏产能地面工程规划方案》，中油（新疆）石油工程有限公司，2021 年 11 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可性和合理性。

(4) 分析本项目可能存在的环境风险事故隐患，分析环境风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行国家和地方环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目

建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目特点，确定本项目的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

本项目的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、噪声、建筑垃圾及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液、噪声、废脱汞剂、清罐废渣、清管废渣、废防渗膜及落地油等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

环境要素		施工期					运营期					退役期		
		生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
		占地	施工机械及车辆尾气、扬尘	管道试压废水	建筑垃圾	施工车辆、施工设备	无组织挥发烃类	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液	废脱汞剂、清罐废渣、清管废渣、废防渗膜及落地油	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气	0	+	0	0	0	++	0	0	0	0	+	0	0	
地下水	0	0	0	0	0	0	++	+	0	0	0	0	0	
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	+	++	0	+	0	
土壤环境	++	0	0	+	0	0	+	++	0	0	+	0	+	
植被	+	+	0	+	0	+	+	+	0	0	+	0	+	

环境要素	影响因素	施工期					运营期					退役期		
		生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
		占地	施工机械及车辆尾气、扬尘	管道试压废水	建筑垃圾	施工车辆、施工设备	无组织挥发烃类	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液	废脱汞剂、清罐废渣、清管废渣、废防渗膜及落地油	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
动物		+	+	0	+	+	+	+	+	0	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选本项目评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、NMHC、H ₂ S
	影响分析	NMHC
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	《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、表 2 中石油烃
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	调查项目区土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、水土流失、土地沙化现状
	影响评价	项目建设可能造成的植被、野生动物、生态景观、水土流失和土地沙化的影响
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的油气泄漏事故进行分析

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

本项目环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区”

2.5.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本项目执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	μ g/m ³	GB3095-2012（二级）
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70	μ g/m ³	
		24 小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	μ g/m ³	
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	mg/m ³	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	GB16297-1996
8	H ₂ S	1 小时平均	10	μ g/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值

[单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测项目	标准值 (Ⅲ类)	序号	监测项目	标准值 (Ⅲ类)
1	pH 值	6.5~8.5	11	氰化物	≤0.05
2	总硬度	≤450	12	挥发酚	≤0.002
3	溶解性总固体	≤1000	13	六价铬	≤0.05
4	耗氧量	≤3	14	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	15	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	16	石油类	≤0.05
7	亚硝酸盐	≤1	17	铁	≤0.3
8	氯化物	≤250	18	锰	≤0.10
9	硫酸盐	≤250	19	铅	≤0.20
10	氟化物	≤1	20	汞	≤0.001

③声环境

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的相关要求并结合生态环境部门的规定,判定项目区位于 2 类声环境功能区,声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类限值,具体详见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB (A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

④土壤环境

项目区土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值,标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目 (重金属和无机物)					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬(六价)	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目 (挥发性有机物)					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a,h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	蔡	70
40	苯并（b）荧蒽	15			
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500			

（2）污染物排放标准

①废气

无组织挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m³）。详见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

污染物	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728—2020)

②噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准；运营期各井场、滴西 121 集气站和克拉美丽天然气处理站边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表

2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准一览表

[单位: dB (A)]

执行地点	昼间[dB (A)]	夜间[dB (A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场、滴西 121 集气站和克拉美丽天然气处理站边界	60	50	GB12348-2008 2 类

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征,选取 NMHC 为预测因子,采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率 (P_i), P_i 定义如下:

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

其中: P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

源强参数见 6.2.1 章节,预测结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标 率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
采气井场	NMHC	17.322	0.87	25
滴西 121 集气站	NMHC	29.507	1.48	80
克拉美丽天然气处理站	NMHC	40.163	2.01	38

由表 2.6-1 可知:本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 2.01%,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据(表 2.6-2),评价等级判定为二级。

表 2.6-2 评价工作等级判定依据表

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

(2) 地表水评价等级

废水主要为井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液，集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注油藏，不外排，与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

(3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-3，评价工作等级分级表见表 2.6-4。

表 2.6-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	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，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，其它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（如矿泉水、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 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区

注：a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

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

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定

的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本项目属于陆地天然气开采项目，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 判定项目属于 II 类建设项目，根据表 2.6-4 判定地下水评价等级为三级。

（4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，井区周边无声环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地（含水域）范围，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，生态影响评价工作等级划分见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态影响评价工作等级划分表

影响区域 生态敏感性	工程占地（水域）面积		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目总占地面积约为 0.66km^2 ，各类集输管线总长度 71.2km ，项目所在区域无自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等，项目所在区域生态敏感性为一般，由表 2.6-5 可知，本项目生态影响评价等级确定为三级。

（6）土壤环境评价等级

本项目对土壤环境的影响为污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.6-6。

① 占地规模

本项目永久占地面积约 6.055hm^2 ，占地规模为中型。

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

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

②土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-7。

表 2.6-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

项目评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，项目区环境敏感程度为不敏感。

本项目属于天然气开采项目，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定为 II 类建设项目，根据表 2.6-6 综合判定本项目土壤评价等级为三级。

(7) 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.6-8 进行划分。

表 2.6-8 环境风险评价工作级别划分表

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

^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说明。

本项目主要风险单元为单井采气管线、滴西 121 集气站、输气干线和集气干线，本项目危险物质与临界量的比值（Q 值）小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，本项目风险潜势为 I，因此，本次风险评

价仅进行简单分析。

2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-9 和图 2.6-1、图 2.6-2。

表 2.6-9 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大 气	井区内以单井井场为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围，克拉美丽天然气处理站以站场为边界，外扩 2.5km
地 下 水	滴西 121 井区以地下水流向为长轴，项目区四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km；克拉美丽天然气处理站站场四周边界上游 1km、下游 1km，水流垂直方向分别外扩 1km
声 环 境	项目区及边界向外延伸 200m
土壤环境	项目区及边界向外延伸 50m
生态环境	项目占地范围内
环境风险	不设评价范围

2.7 环境保护目标

根据现场调查，本项目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、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，水土流失重点预防区和重点治理区。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1。

表 2.7-1 项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准；
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	梭梭、白梭梭	项目区及其周边	自治区 I 级保护植物
	野生动植物		保护野生动植物生境不被破坏

2.8 评价内容和评价重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	改扩建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤、生态污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.8.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- （1）建设项目工程分析；
- （2）大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- （3）环境保护措施分析论证。

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

(1) 区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目位于准噶尔盆地，符合规划及纲要中的相关要求。

《阿勒泰地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“推动准噶尔福海区域油气资源勘探开发，挖掘克拉美丽气田、彩南等老油田增产潜力，实现油气增储增产。实施天然气利用项目，开辟民生供气新气源”。本项目属于克拉美丽气田滴西 121 井区扩边开发建设项目，项目实施后可增加天然气的产能，符合规划及纲要中的相关要求。

(2) 主体功能区规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。要求根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。本项目合理布局管线及井场，减少对生态空间的占用，符合主体功能区对项目所在区域的开发管制原则。

(3) 与《阿勒泰地区工业高质量发展“十四五”规划》符合性分析

《阿勒泰地区工业高质量发展“十四五”规划》（阿行署发〔2021〕10 号）指出：“推动准噶尔福海区域油气资源勘探开发，挖掘克拉美丽油气田、彩南等老油田增产潜力，实现油气增储增产。依托克拉玛依油气资源及克拉美丽油气田，积极推动引进管道气。推动天然气加工。加强天然气管道建设，实施天然气民生工程，保障民用天然气供应”。本项目属于克拉美丽气田滴西 121 井区扩边开发建设项目，项目实施后可增加天然气的产能，符合规划中的要求。

(4) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表 2.9-1。

表 2.9-1 本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目为陆地天然气开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目。项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线；本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；本项目运营过程中会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源上限要求；项目的建设符合“三线一单”的要求	符合
2	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	本项目属于陆地天然气开采，中国石油新疆油田分公司采气一厂已积极开展第三轮清洁生产审核工作，审核过程中已工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订，目前正在进行清洁生产方案的实施工作。	符合
3	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司采气一厂运营管理，采气一厂已编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

2.9.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	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%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地油 100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	采出水送至由滴西 121 集气站采出水处理装置处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和企业内部标准《气田水回注技术规范》	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
		(Q/SY01004-2016)中的相关要求后,回注气藏,不外排	
4	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目采用密闭集输工艺流程工艺,油气集输损耗率为 0.000024%,小于 0.5%	符合
5	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到 80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目产生的天然气由管线管输至克拉玛依天然气处理站处理,不放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中,鼓励油污、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的油污、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	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏,不外排	符合
7	应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到 90%以上,残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	事故状态下产生的落地油 100%回收,含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
8	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定,建立并运行健康、安全与环境管理体系;2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理;3) 在开发过程中,企业应加强油气井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水;4) 建立环境保护人员培训制度;5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	项目实施后由中国石油新疆油田分公司采气一厂运营管理,将本项目纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求,相符性分析详见表 2.9-3。

表 2.9-3 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调,最大限度减少对自然环境的扰动和破坏,选择资源节约型、环境友好型开发方式;因矿制宜选择开采工艺和装	项目的建设符合相关规划,符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求;针对井型、气藏类	符合

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	型选用专用井控设备、开采设备，从采气及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目仅建设地面工程，不涉及钻井工程	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期利用油区已有地下水源井落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目实施后由中国石油新疆油田分公司采气一厂运营管理，采气一厂具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	天然气最终送至克拉美丽天然气处理站处理，处理合格后外输；凝析油经克拉美丽天然气处理站凝析油稳定装置处理合格后外售，其综合利用率为 100%；采出水由滴西 121 集气站采出水处理装置处理，处理达标后回注气藏，不外排；井下作业带罐作业，产生的井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理装置处理；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位处置	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备	每座采气井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表，滴西 121 集气站新建站控 PLC 系统 1 套（配套液晶显示屏），负责完成仪表及控制阀门的采集、报警及控制功能	符合

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	控制和安全生产的信息化管理		

(3) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设符合《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》中的相关要求，具体见表 2.9-4。

表 2.9-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	目前中国石油新疆油田分公司编制的《新疆油田公司“十四五”发展规划纲要》和《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响评价》正在进行技术审查	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、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，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目以滴西 121 区块为单位开展环评，包括拟建的新井、设备、管道及配套工程等，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质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。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或	本项目产生的井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理；本项目为天然气开采项目，采出水处理达到气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和企业内部标准《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中的相关要求后，回注美 15 井，美 15 井回注目的层为枯竭废弃气藏；回注水源为处理达标后的采出水，目前美 15 井固井质量合格；采出净化水回注层位远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水	

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效防止造成地下水污染；钻井工程已结束，不再使用钻井液；运营期井下作业过程中可能会用到压裂液进行压裂增注，压裂过程中采用水基压裂液，其主要成分为有机硼胍胶、KCl、杀菌剂、防膨剂、助排剂、稳定剂、有机金属盐类胶黏剂等，酸化压裂液采用的酸化液为盐酸，具体成分涉及商业秘密，不便公开	
4	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综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目无钻井岩屑产生。废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣和废防渗材料定期交由有相应危废处理资质的单位进行回收处置，事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。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	本项目采用密闭集输工艺，减少了油气的无组织挥发；天然气中硫化氢含量为未检出，不属于高含硫天然气开采，井场均采用电加热器，项目不涉及燃气设施	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工	项目的建设符合相关规划及区域“三线	符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	“一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目实施后由中国石油新疆油田分公司采气一厂运营管理，采气一具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	符合

(4) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的要求，详见表 2.9-5。

表 2.9-5 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	相关规定	本项目采取的相关措施	符合性分析
1	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	项目区无水源涵养区、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	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、阿勒泰地区生态环境局及福海县分局的监督与管理，并按照《环境信息依法披露制度改革方案》（环综合〔2021〕43 号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出井场施工结束后，应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡	本报告提出运营期要定期对井场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的	符合

序号	相关规定	本项目采取的相关措施	符合性分析
	查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣、废防渗材料和事故状态下的含油污泥交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目产生的天然气由管线管输至克拉美丽天然气处理站处理，不放空	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	项目实施后由中国石油新疆油田分公司采气一厂运营管理，项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司采气一厂突发环境污染事件应急预案》	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

项目区位于古尔班通古特沙漠腹地，周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等，根据《阿勒泰地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿发办法〔2021〕41号）附件2——4.5.2福海县生态环境准入清单可知，项目区位于福海县一般管控单元，单元编码为ZH65432330001。综上所述本项目不涉及生态保护红线。

（2）环境质量底线

废气主要为油气集输过程中无组织挥发性废气，采取相应措施后井场无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；运营期废水为井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液，集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统，处理达标后回注气藏，不外排；噪声源主要为集气站内设备、井下作业各类机泵及巡检车辆，采取相应措施后井场昼夜厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求；固体废物主要为废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣和废防渗材料等，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处理。符合环境质量底线的要求。

（3）资源利用上线

本项目运营过程中会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上限要求。

（4）生态环境准入清单

①与《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）符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于北疆北部片区，该区加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。本项目废气主要为无组织非甲烷总烃，采用管线密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发；项目资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控

要求。

项目区位于《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》中的 A7 一般管控单元，项目建设符合一般管控单元管控要求，具体见表 2.9-6。

表 2.9-6 本项目与新疆维吾尔自治区“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
A7 一般管控单元	A7.1 空间布局约束	[A7.1-1]限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本项目为天然气开采项目，产品为天然气和凝析油，不属于“高污染、高环境风险产品”，本项目不涉及一类重金属、持久性有机污染物排放；项目位于古尔班通古特沙漠腹地，不占用农田	符合
	A7.2 污染物排放管控	[A7.2-1]落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。	本项目二氧化硫、二氧化氮、氮氧化物、氨氮及有组织非甲烷总烃排放，不申请总量控制指标	符合
	A7.3 环境风险防控	[A7.3-1]加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估	本项目为天然气开采项目，不涉及农业；项目区周边均为荒漠，无农用地	符合
	A7.4 资源利用效率	[A7.4-1]实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用	本项目为天然气开采项目，不涉及农业；各井场加热设施采用清洁能源电能加热	符合

②与《阿勒泰地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿发办法〔2021〕41 号）符合性分析

根据《阿勒泰地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿发办法〔2021〕41 号）可知，本项目为一般管控单元，管控单元名称为福海县一般管控单元，单元编码为 ZH65432330001，项目建设符合一般管控单元管控要求，具体见表 2.9-6 和

图 2.9-1。

表 2.9-6 本项目与阿勒泰地区“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65432330001)	空间布局约束	1. 限制进行大规模高强度工业化城镇化开发, 严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目, 原则上不增加产能, 现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。加强基本农田保护, 严格限制非农项目占用耕地。2. 禁止新建10蒸吨以下锅炉。	本项目为天然气开采项目, 产品为天然气和凝析油, 不属于“高污染、高环境风险产品”, 本项目不涉及一类重金属、持久性有机污染物排放, 不新建锅炉	符合
	污染物排放管控	1. 加大灌溉用水污染控制力度, 灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准。2. 深入推广测土配方施肥, 逐步实现主要农作物测土配方施肥全覆盖。加强种植业氨排放控制, 调整氮肥结构, 改进施肥方式, 增加有机肥使用量。3. 开展农作物病虫害绿色防控、统防统治, 推广低毒、低残留农药使用。4. 加强农药包装废弃物和废弃农膜回收利用, 推行农业清洁生产。5. 加强秸秆综合利用, 鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用, 推动秸秆还田与离田收集。6. 严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。7. 新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场(小区)应实施干湿分流、粪便污水资源化利用。已有规模养殖场(小区)要根据污染防治需要, 配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施。8. 散养密集区实施畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用等环境整治。9. 严格规范兽药、饲料添加剂的生产和使用, 防止过量使用。10. 推进水产生态健康养殖。加强养殖投入品管理, 依法规范、限制使用抗生素、激素等化学药品。11. 减少生活污染, 促进生活垃圾减量化、资源化、无害化。12. 推进农村环境综合整治, 加强农村环境基础设施运行管理	本项目为天然气开采项目, 不涉及农业、畜禽养殖业	
	资源利用效率	1. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术, 完善灌溉用水计量设施。2. 大力推进规模化高效节水灌溉, 推广农作物节水抗旱技术。	本项目为天然气开采项目, 不涉及农业、畜禽养殖	符合

3 现有工程建设现状回顾

3.1 滴西 121 井区及克拉美丽天然气处理站建设现状

3.1.1 滴西 121 井区开发建设现状

(1) 地理位置

滴西 121 井区现有工程行政隶属于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县，西北距福海县约 210km，西北距克拉玛依市中心城区约 220km。

(2) 现有工程建设现状

滴西 121 井区现有 1 座采气站、7 口采气井，井号分别为滴西 121 井、滴西 123 井、滴西 128 井、美 6 井、滴 205、滴 214 井和美 8 井，其中滴西 123 井、滴西 128 井和滴 205 井正在生产，其余井目前处于关井状态，合计采气量约为 $4.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 1.11t，日产水 0.92m^3 ，进站压力为 3.3MPa。现有生产设施分布情况见图 3.1-1。

(3) 集输及处理工艺

①集输工艺

滴西 123 井、滴西 128 井均采用电加热节流工艺，滴 205 井采用注醇节流工艺。井口采出物通过单井采气管线输送至滴西 12 采气站处理。目前该井区共建设采气管线 9.03km。集输工艺见图 3.1-2。

②处理工艺

采出物送至滴西 12 采气站进行处理，该站包括 1 座设计处理能力为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的天然气处理装置，1 套设计处理能力为 10t/d 的凝析油稳定装置。实际处理能力分别为天然气 $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油 1.11t/d。

单井采出物管输至站内管汇橇和分离计量橇进行油、气、水三相计量，分离计量后的天然气经注醇后（注醇量 0.2L/h）节流至 3.3MPa，温度降至 -5°C 后进入低温分离器进行气液分离。低温分离的低温天然气先与凝析油稳定橇来油进行气油换热升温至 $5.0 \sim 6.0^\circ\text{C}$ 后外输。外输气分为两部分，一部分为滴西 12 采气站旁的燃气发电站提供燃料气，一部分外输进“彩石克”管道。计量分离器和低温分离器分

离的凝析油先进入凝析油稳定橇，然后进入凝析油罐，最后外售；分离的采出水输至采出水储罐，含醇污水去已建乙二醇富液储罐，采出水储罐及乙二醇富液储罐定期由专用罐车拉运至克拉美丽天然气处理站进行进一步处理。具体处理工艺见图 3.1-1。

③主要设备

滴西 12 采气站站主要设备见表 3.1-1。

表 3.1-1 主要设备一览表

设备名称	单位	数量	设备型式	设备参数
采出水储罐	座	1	卧式	设计压力/设计温度, : 0.78MPa/40℃ 工作压力/温度: 0.6MPa/20℃ 容积 34.7m ³
4井式管汇橇	座	1	生产计量 管汇	设计压力/温度: 9.9MPa/60℃; 工作压力/温度: 6.0~9.21MPa/-0.7~25℃ 设计规模: 20×10 ⁴ Nm ³ /d 操作弹性: 60%~120%
分离计量橇	座	1	卧式三相	设计压力/温度: 9.9MPa/60℃; 工作压力/温度: 6.0~9.21MPa/-0.7~25℃ 设计规模: 10×10 ⁴ Nm ³ /d 操作弹性: 60%~120%
注醇橇	座	1	柱塞计量 泵、卧式 贫液罐	单台设计排量: 160L/h; 设计排压: 40MPa 乙二醇贫液罐: 常温罐8.41m ³
低温分离器	座	1	卧式三相	设计压力/温度: 6.2MPa/-19℃; 工作压力/温度: 5.8MPa (最高) /-15~20℃ 操作弹性: 60%~120%
加热炉橇	座	1	水套炉 双盘管	额定负荷: 250kW 管程最高工作压力: 32MPa 设计效率: ≥80%
凝析油 稳定橇	座	1	一体化 装置	设计规模: 10t/d; 凝析油进橇温度: -15~10℃;
油气换热器	座	1	/	设计温度 (℃): 管程-19/-18~-14 (6~8), 壳程 40/13~20 (-8~0); 设计压力/耐压试验压力 (MPa): 管程 6.3/6.3/7.88; 壳程 9.5/9.0/11.88
凝析油塔底 重沸器	座	1	/	设计温度≤155℃

(4) 公用工程

① 自控系统

滴西 12 井区井场采用“RTU+现场仪表”的监控模式，完成井口工艺参数的数据采集、显示、处理及存储，信号上传至滴西 12 采气站值班室内已建 RTU 控制系统。

滴西 12 采气站已建 1 套站控 PLC 系统，型号：LK210，实现站内采气集输工艺的数据采集和控制，且所有数据通过光纤上传至天然气处理站 SCADA 系统。

② 通信系统

滴西 12 采气站为已建站，站内已建有一套 8 端口工业以太网交换机。

(5) 在建工程建设现状

滴西 121 井区在建工程为《克拉美丽气田滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏开发建设工程环境影响报告表》，建设内容主要为部署 9 口井（其中新钻井 8 口，老井侧钻 1 口），设计钻井总进尺 $3.81 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $1.485 \times 10^8 \text{m}^3$ ；新建 9 座采气井场、1 座集气站及配套的输气管线、供配电、道路、通讯等工程。该工程已取得阿勒泰地区生态环境局的批复（阿地环函〔2021〕5 号），目前正在建设。

3.1.2 克拉美丽天然气处理站建设现状

(1) 地理位置

克拉美丽天然气处理站行政隶属于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县，西北距福海县约 200km，西北距克拉玛依市中心城区约 230km。

(2) 现有工程建设现状

克拉美丽处理站有 2 列处理能力均为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的“J-T 阀制冷+注乙二醇防冻”的浅冷天然气处理装置，1 列处理能力为 $250 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的深冷凝液回收装置，1 座处理能力为 500t/d 凝析油稳定装置，1 座处理能力为 $600 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水处理装置。目前克拉美丽处理站天然气处理装置实际处理量约 $320 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中 $260 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 进入已建的深冷处理装置处理， $60 \times 10^4 \text{m}^3$ 进入已建的浅冷处理装置处理，凝析油稳定装置实际处理能力为 305t/d，采出水处理装置实际处理能力为 $580 \text{m}^3/\text{d}$ 。

①浅冷工艺流程流程

集气区来气液进站压力为 7.5MPa、温度为 26℃，首先进入断塞流捕集器分离，气相进入气处理装置，液相进入凝析油处理单元。天然气在 7.5MPa、26℃条件下进入生产分离器，经脱固体杂质装置脱固体杂质后再注醇进入气—气换热器换热至-5℃，二次注醇后节流至 3.5~3.6MPa、-13~-18℃，与一级闪蒸分离器来的闪蒸气以及富气压缩机出口气混合后，进入低温分离器进行分离，分出的气相与原料气、稳定凝析油换热后外输。低温分离器分离出的液相进入一级闪蒸分离器，闪蒸分离器分离出的气相去低温分离器入口，分离出的液相去二级闪蒸分离器。二级闪蒸分离器分出的气相去富气压缩机，排出的液相与低温分离器来液相混合后减压至 0.8MPa 后进入凝析油缓冲罐，缓冲罐分出气相去富气压缩机，分出的液相进凝析油稳定塔进行稳定处理，稳定凝析油输往凝析油储罐储存，稳定塔塔顶富气去富气压缩机。富气压缩机出口气输至低温分离器入口。

②深冷工艺流程

集气站来高压气 25~28℃、7.1MPa，直接进入已建段塞流捕集器进行气液分离，分出的气相进入已建生产分离器，液相进入已建一级闪蒸分离器进行油水分离，分出的凝析油进已建的凝析油稳定系统稳定，水相去已建采出水处理装置。集气站来低压气 0.6MPa、5~15℃，进入低压气压缩机入口分离器，分出的气相通过低压气压缩机增压至 2.5MPa 后通过空冷器冷却至 40~45℃进入中压气压缩机入口分离器，分出的油相通过低压凝液泵增压后进入已建凝析油稳定装置（凝析油缓冲罐），分出的水相去已建的水处理装置。集气站来中压气与增压空冷后的低压气一同进入中压气压缩机入口分离器，分出的气相去中压气压缩机增压至 7.1MPa 后通过余热回收换热器和空冷器冷却至 40~45℃与集气站来高压气混合，分出的油相进入已建凝析油稳定装置（二级闪蒸分离器），分出的水相去水处理装置。

生产分离器气相 30~45℃、7.1MPa，通过已建湿气脱固体杂质装置后进入分子筛脱水装置控制原料气的水露点 $\leq -70^{\circ}\text{C}$ 、固体杂质含量 $\leq 0.01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。净化后的原料气以 30~45℃、7.0MPa 进入深冷凝液回收装置。

在深冷凝液回收装置中，原料气由多股流换热器（冷箱）预冷至-40~-45℃后进入低温分离器除液，再通过透平膨胀机膨胀至 2.0MPa、-92~-97℃进入脱甲烷

塔，脱甲烷塔顶的气相 1.8~1.9MPa、-109℃由多股流换热器复热至 35~40℃后通过透平膨胀机增压至 2.2~2.4MPa、55~60℃，空冷至 40~45℃后由外输气压缩机增压至 3.5~3.6MPa（最高 4.1MPa），再通过余热回收换热器和空冷器冷却至 45~50℃后一部分作为回流气（约 10%），另一部分进入已建外输管网。脱甲烷塔设置 3 次侧线抽出回收冷量，塔底的液相 1.9~1.95MPa、10~15℃进入脱乙烷塔，脱乙烷塔顶的乙烷（气相）1.6~1.7MPa、-10~-15℃通过多股流换热器、液化气加热器、轻烃加热器、凝析油加热器复热至 30~35℃后外输，脱乙烷塔底的液相 1.7~1.8MPa、75~80℃进入液化气塔，液化气塔顶空冷后的液化气 1.4~1.5MPa，45~50℃通过液化气冷却器冷却至 40℃后进入液化气储罐，液化气塔底空冷后稳定轻烃 1.5~1.6MPa、45~50℃通过液化轻烃冷却至 40℃后进入稳定轻烃储罐。

③凝析油处理工艺

断塞流捕集器、生产分离器分出的凝析油（7.8MPa、26℃）经一级闪蒸换热器加热节流后（6.2MPa、30℃，采用导热油换热），进入一级闪蒸分离器进行油气水分离，分离出的凝析油进入闪蒸换热器加热至 50℃，节流至 2.0MPa 后进入二级闪蒸分离器进行油气的二次分离，脱出的凝析油与液烃分离器来油混合，进缓冲罐缓冲后进入稳定塔的顶部，经分馏稳定的凝析油（0.8MPa、160℃）与一级闪蒸分离器来液、低温分离器来液、外输气顺序换热后，温度降至 35℃，进入稳定凝析油储罐储存，定期装车外运。

④采出水处理工艺

各集气站的采出水经输水系统进入 2 座 200m³ 调储罐，进行水质水量调节预处理，来水经初步沉降后可除去大部分浮油。采出水经调储除油单元处理后，出水通过气浮提升泵提升进入气浮选单元，这一单元由 1 套 30m³/h 橇装气浮装置组成，在该单元按一定顺序和时间间隔连续加入絮凝剂、净水剂，经反应、浮选，实现油、渣、水的分离；出水进入 2 座 100m³ 注水罐，通过低压注水泵回注滴西 27 等 5 口井；同时一部分水经过滤提升泵提升进入橇装双滤料过滤器进行处理。过滤后达标净化水进入 1 座 60m³ 注水罐，通过高压注水泵回注滴西 32 井。

⑤压缩机增压流程

※外输气压缩机工艺流程

深冷装置膨胀机增压端来气进入天然气增压单元外输气压缩机原料气汇管；经过外输气压缩机增压后，去已建计量外输系统，外输温度 $\leq 55^{\circ}\text{C}$ 、外输压力 3.9MPa。外输气压缩机单台增压规模 $130 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，外输气压缩机总增压规模为 $260 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

※中压气压缩机工艺流程

中压生产来气进入天然气增压单元中压气压缩机原料气汇管；经过中压气压缩机增压后，去已建高压生产分离器，压缩机出口温度 $\leq 55^{\circ}\text{C}$ 、压力 7.1MPa。中压气压缩机单台增压规模 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，中压气压缩机总增压规模为 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

※低压气压缩机工艺流程

低压生产来气进入天然气增压单元低压气压缩机原料气汇管；经过低压气压缩机增压后，去新建中压生产分离器，压缩机出口温度 $\leq 55^{\circ}\text{C}$ 、压力 2.5MPa。低压气压缩机单台增压规模 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，低压气压缩机总增压规模为 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

⑥外输、储运

※干气

外输气压缩机增压后的干气接入克拉美天然气处理站已建的外输计量系统，计量后通过已建外输管道外输。

※乙烷

乙烷通过管道输送至独山子石化公司。

※液化气

液化气储存在 2 座 1000m^3 的球罐，达到一定量时外售。液化气装车采用定量装车系统，装车泵采用排量为 $60 \text{m}^3/\text{h}$ 的离心型屏蔽泵，配套设置 3 座闭式装车鹤管。

※稳定轻烃储存、装车

稳定轻烃储存在 2 座 400m^3 的浮顶罐，达到一定量时外售。装车采用定量装车系统，装车泵采用排量为 $60 \text{m}^3/\text{h}$ 的离心型屏蔽泵，配套设置 3 座闭式装车鹤管。

※稳定凝析油储存

稳定凝析油储存在已建有 3 座 1000m^3 内浮顶罐，达到一定量时外售。

⑦主要设备

站内主要设备见表 3.1-2。

表 3.1-2 主要设备一览表

序号	单元名称	数量	规格/参数
1	断塞流捕集器	2座	型号为DP-WEWLB1200×5880-12/C, 单座最大处理量, $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
2	生产分离器	2座	型号为WE1.4×5.6-10.5, 单座最大处理量 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 液量 131.4t/d
3	低温分离器	4座	型号为DP-WEWLB1200×3800-7.0/D, 单座最大处理量 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
4	液烃分离器	2座	型号为WS1.2×4.5-1.78, 单座最大处理量 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 液量52t/d
5	一级闪蒸分离器	2座	型号为WS1.8×7.2-6.8, 单座最大处理量 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 液量437t/d
6	二级闪蒸分离器	2座	型号为WS1.8×7.2-2.2, 单座最大处理量 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 液量437t/d
7	缠绕式气-气换热器	2座	缠绕式换热器
8	凝析油-稳定凝析油换热器	2座	浮头式换热器
9	凝析油一级闪蒸换热器	2座	浮头式换热器
10	凝析油二级闪蒸换热器	2座	浮头式换热器
11	凝析油-外输气换热器	2座	浮头式换热器
12			
13	凝析油稳定塔	1座	型号为 $\phi 1000 \times 25000$
14	凝析油缓冲罐	1座	型号为WE2.0×6.0-1.6
15	稳定塔塔底重沸器	1座	型号为釜式再沸器
16	工艺气脱固体杂质装置	2套	单套处理量 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
17	聚结过滤分离器	2套	/
18	粉尘过滤器	2套	/
19	脱固体杂质吸附塔 ($\phi 1.8\text{m} \times 5.0\text{m}$)	4座	/
20	乙二醇脱固体杂质装置	1套	/
21	脱固体杂质吸附塔 ($\phi 0.8\text{m} \times 2.4\text{m}$)	1座	/
22	翅片管空冷器	1座	热负荷20kW
23	分液罐 ($\phi 600 \times 1800$)	1座	/
24	放散管 (DN80 H=10m)	1座	/
25	燃料气分离器	1座	LE1.2×3.0-0.6
26	高压放空系统	1座	火炬DN800H45000, 高压火炬除液器WE3.6×14-0.6, $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
27	低压放空系统	1座	火炬DN250H20000, 高压火炬除液器WE1.6×6.4-

序号	单元名称	数量	规格/参数
			0.6, $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
28	凝析油罐区	1座	凝析油储存、外输和事故流程, 1000m^3 内浮顶罐3座
29	外输计量区	2套	计量能力 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
30	装车区	1座	凝析油开式装车、50t电子衡。
31	10m^3 埋地污油储罐	1座	型号为0.6-15/1800
32	乙二醇再生装置	1套	/
33	乙二醇再生塔	1座	/
34	8m^3 乙二醇富液储罐	1座	/
35	8m^3 乙二醇贫液储罐	1座	/
36	15m^3 埋地乙二醇储罐	1座	/
37	空氮站	3台	$7.5\text{m}^3/\text{min}$ 空压机及配套无热再生干燥装置; PSA制氮气装置1套
38	消防水站	1座	700m^3 消防水罐, 冷却水泵, 消防泵。
39	供热站	2台	2500kW导热油加热炉。
40	气田管理控制中心	1座	DCS系统, ESD系统。
41	液化气塔顶回流罐	1座	设计温度: 80°C ; 设计压力:2.2MPa
42	脱乙烷塔顶回流罐	1座	设计温度: $(-20 \sim 60)^\circ\text{C}$; 设计压力:3 MPa
43	脱乙烷塔顶丙烷蒸发器	1座	设计温度:壳程: -40°C 管程: -40°C ; 设计压力: 壳程: 2.0 MPa 管程: 3.0 MPa
44	污水缓冲罐(水处理)	1座	设计温度 60°C
45	吸附塔	1座	设计温度 100°C , 设计压力1.1MPa
46	吸附塔	1座	设计温度 100°C , 设计压力1.1MPa
47	活性炭过滤器	1座	设计温度 100°C , 设计压力1.1MPa
48	氮气缓冲罐	1座	设计温度 100°C , 设计压力1.1MPa
49	空气缓冲罐	1座	设计温度 100°C , 设计压力1.1MPa
50	空气吸附筒体	1座	设计温度 150°C , 设计压力1.1MPa
51	空气吸附筒体	1座	设计温度 150°C , 设计压力1.1MPa
52	低温火炬除液器	1座	设计温度 135°C , 设计压力0.78MPa
51	油气分离器	1座	设计温度 150°C , 设计压力1.58MPa
52	氮气储罐(装置区)	1座	设计温度 -29°C , 设计压力1.0MPa
53	空气储罐(装置区)	1座	设计温度 -29°C , 设计压力1.0MPa
54	缓冲罐(装置区)	1座	设计温度 60°C , 设计压力1.0MPa
55	60m^3 储油罐(新热煤炉)	1座	设计温度 $-24 \sim 350^\circ\text{C}$, 设计压力0.2MPa
56	30m^3 膨胀罐(新热煤炉)	1座	设计温度 $-24 \sim 350^\circ\text{C}$, 设计压力0.6MPa

序号	单元名称	数量	规格/参数
57	20m ³ 零位罐（新热煤炉）	1座	设计温度-24~350℃，设计压力0.2MPa
58	隔膜气压罐	1座	设计温度100℃，设计压力1.6MPa，容积为2.2m ³
59	凝液收集罐	1座	设计温度-120℃~60℃，设计压力1.2MPa，容积为0.82m ³
60	低温分离器	1座	/
61	粉尘过滤器	1座	/
62	粉尘过滤器（分子筛）	1座	/
63	粉尘过滤器（分子筛）	1座	/
64	再生气分离器（分子筛）	1座	/
65	进口分离器（分子筛）	1座	/
66	中压两相分离器	1座	
67	中压三相分离器	1座	
68	低压两相分离器	1座	
69	低压三相分离器	1座	
70	消防水罐	2座	容积为2000m ³
71	脱甲烷塔底重沸器	1座	设计温度:壳程: 120℃，管程: -60℃；设计压力: 壳程: 1.0 MPa，管程: 3.0 MPa
72	脱乙烷塔底重沸器	1座	设计温度:壳程: 120℃，管程: 150℃；设计压力: 壳程: 3.0 MPa，管程: 1.0 MPa
73	液化气塔底重沸器	1座	设计温度:壳程: 200℃，管程: 350℃；设计压力: 壳程: 2.2 MPa，管程: 1 MPa
74	导热油加热器	1座	设计温度:壳程: 120℃，管程: 350℃；设计压力: 壳程: 1 MPa，管程: 1 MPa
75	再生气余热回收换热器	1座	设计温度:壳程: 120℃，管程: 220℃；设计压力: 壳程: 1.0 MPa，管程: 7.8 MPa
76	再生气加热器	1座	设计温度:壳程: 350℃，管程: 350℃；设计压力: 壳程: 1.0 MPa，管程: 7.8 MPa
77	再生气换热器	1座	设计温度:壳程: 320℃，管程: 320℃；设计压力: 壳程: 7.8 MPa 管程: 7.8 MPa
78	凝析油冷却器	1座	设计温度:壳程: 80℃，管程: 80℃；设计压力:壳程: 3MPa，管程: 1 MPa
79	导热油换热器	1座	设计温度: 壳程: 120℃，管程: 300℃；设计压力: 壳程: 1.0MPa，管程: 1.6MPa
80	外输气高温段换热器	3座	设计温度:壳程: 120℃，管程: 120℃；设计压力: 壳程: 1.0MPa，管程: 4.5MPa
81	外输气低温段换热器	3座	设计温度:壳程: 120℃，管程: 120℃；设计压力: 壳程: 1.0MPa，管程: 4.5MPa
82	中压气一级换热器	3座	设计温度:壳程: 120℃；管程: 120℃；设计压力: 壳程: 1.0MPa，管程: 5.5MPa

序号	单元名称	数量	规格/参数
83	中压气二级换热器	3座	设计温度:壳程: 120℃; 管程: 150℃; 设计压力: 壳程: 1.0MPa, 管程: 8.0MPa
84	再生气空冷器	1座	设计温度进口: 90℃出口: 45℃~55℃; 设计压力 7.8MPa
85	液化气塔顶空冷器	1座	型号为GP8.7*1.8-6-286-2.2s-15.2/DR-IIa; 设计 温度为85℃
86	液化气塔底空冷器	1座	型号为GP8.7*0.3-6-13-2.2s-16.7/DR-Via; 设计温 度为180℃
87	丙烷压缩机空冷器	1座	型号为B6968B, 设计压力为2.0MPa
88	液化石油气球罐	2座	容积为1000m ³
89	稳定轻烃球罐	2座	容积为400m ³
90	脱固体杂质塔	1座	设计温度为80℃, 设计压力7.8MPa
91	脱甲烷塔	1座	设计温度为-120/60℃, 设计压力3MPa
92	脱乙烷塔	1座	设计温度为-20/120℃, 设计压力3MPa
93	液化器塔	1座	设计温度为200℃, 设计压力2.2MPa
94	分子筛脱水吸附塔	3座	设计温度为-20/320℃, 设计压力7.8MPa
95	有机热载体炉	3座	型号: YQW2000Q, 额定功率为2000kW

3.1.3 环境影响回顾

(1) 环保手续履行情况

现有工程环保手续履行情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	滴西 121 井地面建设工程环境影响报告表	阿勒泰地区环境保护局 阿地环函(2018)132号 2018年12月10日	2019年9月通过自主竣工环保验收
2	中国石油新疆油田分公司(采气一厂)滴西 123 井地面建设工程环境影响报告表	阿勒泰地区环境保护局 阿地环函(2019)92号 2019年7月24日	2019年12月通过自主竣工环保验收
3	中国石油新疆油田分公司(采气一厂)滴西 128 井地面建设工程环境影响报告表	阿勒泰地区环境保护局 阿地环函(2019)93号 2019年7月24日	2019年12月通过自主竣工环保验收
4	克拉美丽气田滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏开发建设工程环境影响报告表	阿勒泰地区生态环境局 阿地环函(2021)5号 2020年2月25日	正在建设
5	克拉美丽气田开发建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环监函(2009)327号 2009年7月20日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函(2014)99号

	气处 理站			2014 年 1 月 14 号
6		中国石油新疆油田分公司克拉美丽气田开发调整建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函(2014)1288 号 2014 年 11 月 11 日	2018 年 12 月 26 日通过自主验收(第一批)
7		中国石油新疆油田分公司克拉美丽气田开发调整建设工程(变更)环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函(2015)1298 号 2015 年 11 月 25 日	2018 年 6 月 12 日通过自主验收
8		克拉美丽气田增压及深冷提效工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函(2018)1089 号 2018 年 8 月 2 日	2020 年 9 月 19 日完成验收

(2) 滴西 121 井区环境影响回顾

① 废气

滴西 121 井区井场均采用电加热器加热,有组织废气主要为滴西 12 采气站内的加热炉烟气,无组织废气主要为油气集输过程中产生的无组织非甲烷总烃。加热炉燃料为采气站处理过的天然气,耗气量约为 29200m³/a。加热炉烟气污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物,排放量分别为 0.001t/a、0.054t/a、0.003t/a,根据《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区 2011~2020 后评价环境影响报告书》结论可知,加热炉烟气中各污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 限值要求。

油气集输、处理过程中阀门、法兰等处会产生无组织非甲烷总烃和硫化氢,排放量约为 5.39t/a。采取的大气污染防治措施为选用质量可靠的设备、仪表、阀门,定期对站场设备、阀门及集输管线巡检。根据《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区 2011~2020 后评价环境影响报告书》中对滴西 12 采气站和《滴西 128 井地面建设工程项目竣工环境保护验收调查表》中滴西 128 井监测数据可知,滴西 12 采气站和滴西 128 井场边界无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)周界外浓度最高限值要求。

表 3.1-4 滴西 12 采气站和滴西 128 井场边界无组织非甲烷总烃监测数据一览表

监测点位		浓度范围 (mg/m ³)	达标情况	标准限值 (mg/m ³)
滴西 12 采气站	上风向	1.74~1.83	达标	4.0
	下风向	2.30~2.65	达标	
	下风向	2.20~2.34	达标	
	下风向	2.10~3.53	达标	

滴西 128 井场	上风向北侧	0.90~1.15	达标	4.0
	下风向东侧	0.94~1.28	达标	
	下风向南侧	0.98~1.26	达标	
	下风向西侧	1.03~1.40	达标	

②废水

废水主要为井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液和装置排污水，产生量分别为 81.39t/a、75.87t/a、791.94m³/a、246.9m³/a、730t/a，集中收集后均送至彩南联合站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相关标准后回注油藏，不外排。

表 3.1-5 彩南联合站采出水处理装置出水水质一览表

项目名称	监测值	项目名称	监测值
悬浮固体含量（mg/L）	2	腐生菌（个/mL）	0.6
含油量（mg/L）	0.4	铁细菌（个/mL）	2.5
硫酸盐还原菌（个/mL）	2.5	/	/

③噪声

噪声源主要为站内各类机泵、加热炉等，根据《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区 2011~2020 后评价环境影响报告书》中滴西 12 采气站厂界的监测数据（表 3.1-6）和《滴西 128 井地面建设工程项目竣工环境保护验收调查表》中对可知，厂界四周昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区限值要求。

表 3.1-6 滴西 121 采气站和滴西 128 井厂界昼夜噪声值一览表

监测点		昼间[单位：dB（A）]			夜间[单位：dB（A）]		
		监测值	标准	达标情况	监测值	标准值	达标情况
滴西 12 采气站	厂界东	38	60	达标	33	50	达标
	厂界南	39	60	达标	33	50	达标
	厂界西	39	60	达标	32	50	达标
	厂界北	39	60	达标	32	50	达标
滴西 128 井	厂界东	47	60	达标	40	50	达标
	厂界南	45	60	达标	39	50	达标
	厂界西	44	60	达标	38	50	达标
	厂界北	44	60	达标	38	50	达标

④固体废物

固体废物主要为含油污泥及清管废渣，产生量分别为 5t/a、0.01t/a。含油污泥和清管废渣属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收处置产生的固体废物均得到妥善处置。

⑤生态环境

现有工程对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏，工程占地分为临时占地和永久占地，施工期尽量减少了施工用地，施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，临时占地范围内的植被正在恢复中。

（3）滴西 121 井区在建工程环境影响

滴西 121 井区在建工程为《克拉美丽气田滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏开发建设工程》，目前钻井工程正在建设，管线、集气站尚未建设。项目选址过程中避开了植被茂密区，施工过程中严格控制了施工作业带宽度；施工机械及车辆均采用了符合国家标准的油品，定期进行保养维护，粉状材料及临时土方等在井场堆放采用覆盖防尘布(或网)遮盖，逸散性材料运输采用苫布遮盖；生活营地设置防渗储集池，产生的生活污水排至防渗储集池内，井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、废油桶存放处、岩屑堆场等均铺设了 HDPE 防渗膜；施工设备采用低噪声的设备，定期对施工设备检查维修，保证其正常工作，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛；钻井岩屑由不落地系统处理后交由岩屑处置单位处理，生活营地设置垃圾箱，生活垃圾集中收集后堆放在垃圾箱内。施工过程中不存在环境问题。在建工程施工期及运营期严格按照环评文件及环评批复中的相关要求执行。

（4）克拉美丽天然气处理站环境影响回顾

①废气

有组织废气主要为加热炉、导热油炉及锅炉烟气，无组织废气主要为油气处理过程中产生的无组织非甲烷总烃。

加热炉、导热油炉及锅炉耗气量合计为 $1095 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，烟气污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物，排放量分别为 $0.35/\text{a}$ 、 $19.9\text{t}/\text{a}$ 、 $1.16\text{t}/\text{a}$ ，采气一厂已进行了固定污染源排污登记，登记编号为 91650200715597998M019X。《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区 2011~2020 后评价环境影响报告书》结论可知，烟气中各污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求。

克拉美丽天然气处理站内阀门、法兰等处会产生无组织非甲烷总烃，排放量约为 $17.96\text{t}/\text{a}$ ，根据《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区 2011~2020 后评价环境影响报告书》中对处理站的监测数据可知，克拉美丽天然气处理站厂界无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高限值要求。

表 3.1-6 克拉美丽天然气处理站厂界无组织非甲烷总烃监测数据一览表

监测点位	浓度范围 (mg/m^3)	达标情况	标准限值 (mg/m^3)
上风向	1.66~01.80	达标	4.0
下风向	2.79~2.97	达标	
下风向	1.83~2.12	达标	
下风向	2.68~2.84	达标	

②废水

废水主要为装置排污废水和生活污水，产生量分别为 $16500\text{m}^3/\text{a}$ 、 $185\text{m}^3/\text{a}$ ，装置排污水送至站内采出水处理装置处理，达到《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求后回注，不外排；根据《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区 2011~2020 后评价环境影响报告书》对采出水出口水质监测数据可知，克拉美丽处理站采出水处理装置出水水质可满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中的相关要求。生活污水排至站外化粪池中，最终由吸污车拉运至克拉美丽采气作业区生活污水处理装置处理。

③噪声

噪声源主要为站内各类机泵、加热炉、压缩机等，根据《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区 2011~2020 后评价环境影响报告书》中对厂界的监测数据

(表 3.1-7) 可知, 厂界四周昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区限值要求。

表 3.1-7 克拉美丽天然气处理站厂界昼夜噪声值一览表

监测点	昼间[单位: dB (A)]			夜间[单位: dB (A)]		
	监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
厂界东	48	60	达标	42	50	达标
厂界南	47	60	达标	40	50	达标
厂界西	48	60	达标	41	50	达标
厂界北	54	60	达标	47	50	达标

④固体废物

固体废物主要为含油污泥、含汞废渣、废分子筛、废载硫活性炭、废导热油及生活垃圾, 产生量分别为 28t/a、17t/a、30t/a、10t/a、20t/a、30t/a。含油污泥、废分子筛、废载硫活性炭、废导热油属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 类危险废物, 集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收处置; 废脱汞剂属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW29 含汞废物, 集中收集后交由克拉玛依拓源化工有限公司处理; 生活垃圾集中收集后送至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理, 产生的固体废物均得到妥善处置。

滴西 121 井区和克拉美丽天然气处理站污染物产生排放情况见表 3.1-8。

表 3.1-8 滴西 121 井区和克拉美丽天然气处理站产生排放情况一览表

滴西 121 井区						
名称	污染物		单位	现有工程产生量	在建工程产生量	排放量
废气	相变炉、 锅炉烟气	二氧化硫	t/a	0.001	0	0.001
		氮氧化物	t/a	0.054	0	0.054
		颗粒物	t/a	0.003	0	0.003
	无组织非甲烷总烃		t/a	5.39	0.91	6.3
废水	井下作业废水		m ³ /d	81.39	244.17	0
	压裂返排液		m ³ /a	791.94	0	0
	废洗井液		t/a	75.87	0	0
	酸化返排液		m ³ /a	246.9	0	0
	装置排污水		m ³ /a	730	0	0
固体 废物	含油污泥		t/a	5	0	0
	清管废渣		t/a	0.01	0	0
克拉美丽天然气处理站						
废气	相变炉、 锅炉烟气	二氧化硫	t/a	0.35	0.35	
		氮氧化物	t/a	19.9	19.9	
		颗粒物	t/a	1.16	1.16	

	无组织非甲烷总烃	t/a	17.96	17.96
废水	装置排污水	m ³ /a	16500	0
	生活污水	m ³ /a	185	0
固体废物	含油污泥	t/a	28	0
	含汞废渣	t/a	17	0
	废分子筛	t/a	30	0
	废载硫活性炭	t/a	10	0
	废导热油	t/a	20	0
	生活垃圾	t/a	30	0

3.1.4 现存环境问题及整改措施

滴西 121 井区废气、噪声均可实现达标排放，固体废物均得到妥善处置，根据现场踏勘可知，滴西 121 井区不存在现有环保问题；滴西 12 采气站凝析油及采出水采用罐车拉运至克拉美丽天然气处理站过程中，无组织废气产生量较大，且可能会发生泄漏等事故，污染大气、土壤和地下水。

克拉美丽天然气处理站废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，根据现场踏勘可知，克拉美丽天然气处理站站内不存在现有环保问题。

3.2 拟部署井勘探期及其环境影响回顾

本次拟将 12 口勘探井/评价井转为生产井，其中 11 口勘探井/评价井转为采气井、1 口勘探井转为注水井，各评价井号及井深见表 3.2-1。

表 3.2-1 拟部署井基本情况一览表

序号	井号	井位坐标	实际完钻 井深 (m)	开钻 时间	完钻 时间	井型	转为生 产井后 井类别
1	滴西 125 井		4390	2017.8.9	2018.4.30	直井	采气井
2	滴西 127 井		4270	尚未开钻	/	直井	采气井
3	滴西 146 井		3452	2021.8.6	2021.10.9	直井	采气井
4	滴西 148 井		3500	尚未开钻	/	直井	采气井
5	滴西 149 井		3200	2021.3.27	2021.4.19	直井	采气井
6	滴西 150 井		3495	尚未开钻	/	直井	采气井
7	滴西 151 井		2920	尚未开钻	/	直井	采气井
8	滴西 153		3555	尚未开钻	/	直井	采气井
9	滴西 152_H		4113	2021.9.1	2021.11.30	水平 井	采气井
10	美 001		4520	2020.4.7	2020.7.2	直井	采气井
11	滴西 126_H		4164	2021.8.23	2021.11.22	水平	采气井

						井	
12	美 15		4845	2018. 4. 13	2018. 9. 20	直井	注水井

(1) 环保手续履行情况

各井的环保手续履行情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 钻试工程环保手续履行情况一览表

序号	井号	工程名称	批复机构、文号及时间	验收情况
1	滴西 125	克拉美丽气田滴西 12 井区西石炭系气藏滴西 122 等评价井工程环境影响报告表	原福海县环境保护局 福环函〔2017〕47 号 2017 年 7 月 20 日	已通过自主竣工环境保护验收
2	滴西 127	克拉美丽气田滴西 121 井区滴南凸起侏罗系头屯河组气藏滴西 127 等 4 口井工程环境影响报告表	阿勒泰地区生态环境局 福海县分局 福环函〔2019〕73 号 2019 年 7 月 17 日	尚未建设
3	滴西 146、滴西 148、滴西 149、滴西 150、滴西 151	滴南凸起滴西 121 井区侏罗系气藏评价井工程环境影响报告表	阿勒泰地区生态环境局 福海县分局 福环函〔2020〕70 号 2020 年 10 月 21 日	正在建设
4	滴西 126_H、滴西 152_H、滴西 153	克拉美丽气田滴西 121 井区侏罗系气藏评价井工程环境影响报告表	阿勒泰地区生态环境局 福海县分局 福环函〔2021〕29 号 2021 年 8 月 24 日	正在建设
5	美 001	克拉美丽气田滴水泉西断裂下盘克美 001、克美 002 评价井工程环境影响报告表	原福海县环境保护局 福环函〔2017〕46 号 2017 年 7 月 20 日	2019 年 7 月 31 日通过了自主竣工环境保护验收
6	美 15	美 005、美 006、美 007、美 13、美 15、美 16、美 20 井勘探项目环境影响报告表	原福海县环境保护局 福环函〔2018〕10 号 2017 年 7 月 20 日	2019 年 11 月 15 日通过了自主竣工环境保护验收

(2) 环境影响回顾

已完钻井钻试过程中环评文件及环评批复要求落实情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 已完钻井环评文件及环评批复措施落实情况一览表

序号	美 15 井环评文件及批复文件要求	落实情况
1	严格落实各项生态环境保护措施和生态恢复方案，严格控制临时占地面积，不得随意扩大地表扰动范围，表土要集中堆存，完井后用于施工迹地恢复时用做表层覆土。施工期要提高工效，缩短工期，严格划定车辆行驶路线及探临道路开拓路线，严禁擅自开辟其他行驶便道。必须做到各类油品不落地，不得对土壤、植被和地下水造成污染。严禁捕猎野生动物、破	落实

序号	美 15 井环评文件及批复文件要求	落实情况
	破坏野生动物巢穴。施工结束后须做好扰动区域的地表恢复,及时清理平整场地,复垦植被,防止土地沙化造成水土流失和生态破坏	
2	定期洒水降尘,减少扬尘产生,选用优质燃油、使用符合国家相关标准的钻井发电机和动力机、加强对设备的维护,防止设备带病作业,伴生气火炬燃烧放空	落实
3	试油废水全部进入储罐,送至石南联合站污水处理系统进行处理,严禁试油废水直接外排;生活营地设置防渗生活污水蒸发池,生活污水进入防渗蒸发池自然蒸发处理,厕所冲洗水排入防渗旱厕蒸发处理,施工结束后对防渗生活污水蒸发池,防渗旱厕覆土填埋	落实
4	采用非磺化类水基钻井液体系,岩屑采用泥浆不落地设备进行分离。分离出的岩屑满足《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》(新环发[2016]360 号)和《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后用于井场、道路铺筑或经政府部门同意后拉运至政府部门指定地点用于坑洼填充材料。井场和生活营地分别设置生活垃圾收集箱,生活垃圾集中收集后,送至石西生活垃圾填埋场填埋;药品、物料及废物不乱排乱放,严禁各种油料落地,禁止焚烧废油品。废油属于危险废物,要交由有处理资质的单位规范回收安全处置	落实
美 001 环评批复及环评报告要求		
1	井场场地平整时,禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业,定期洒水,作业面要保持一定湿度;为了控制扬尘,限制井场场地内的车速小于20km/h; (3)井场钻前工程的井场布置,周围采用围栏阻隔,并禁止在井场外作业;在井场,钻井泥浆料储存在罐内;钻井、试油中发现地层有可燃气体或有毒气体产出,立即采取有效措施防止气涌井喷,当井口气体含量达到一定条件,通过回收装置进行回收处理,对环境影响小。由于试油期较短,天然气经过液气分离后通过燃烧管点火排放。若天然气量较大时采用临时地面铺设管线将天然气导入就近生产管网,或采取撬装天然气回收装置进行回收	落实
2	井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至克拉美丽天然气处理站处理;场地设置临时防渗收集池,生活污水排入防渗收集池蒸发处理,试油结束后防渗收集池覆土填埋平整;固体废物主要为废弃泥浆和岩屑,钻井废弃物经不落地收集系统进行无害化处理后所产生的废弃泥浆、岩屑晾晒干化后,可用于修路、填坑、铺垫井场,可满足《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》(新环发[2016]360号)的规定;生活垃圾集中收集后运至送至石西生活垃圾填埋场填埋	落实
3	提前察看探临道路选线,尽量避开野生植物生长密集地带,严格遵守油田环境保护规章制度,不准随意砍伐、踩踏野生植物,严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线,运输车辆严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线,禁止乱碾乱轧。严禁捕猎野生动物、破坏野生动物巢穴;完井后施工现场禁止遗弃废物,施工材料全部回收,井场应平整,依靠自然恢复	落实

美 001 和美 15 井钻试过程中落实了环评文件及环评批复的要求,对周围环境的影响属于可接受范围内。

正在建设的井钻试过程中应严格按照环评文件及环评批复中的要求执行,各井的大致要求见表 3.2-4。

表 3.2-4 正在建设的井环评文件及环评批复要求

序号	环评批复	环评文件
1	加强生态环境保护工作。严格落实各项生态环境保护措施和生态恢复方案,严格控制临时占地面积,不得随意扩大地表扰动范围,表土要集中堆存,完井后于施工迹地恢复时用做表层覆土。施工期要提高工效,缩短工期,严格划定车辆行驶路线及探临道路开拓路线,严禁擅自开辟其他行驶便道。必须做到各类油品不落地,不得对土壤、植被和地下水造成污染。严禁捕猎野生动物、破坏野生动物巢穴,施工结束后须做好扰动区域的地表恢复,及时清理平整场地	建设单位应加强管理,采取避让及异地保护等措施保护项目内的梭梭及白梭梭,严禁捕猎野生动物及破坏野生动物巢穴;严格控制施工占地,施工机械和车辆应严格按照道路行驶,禁止乱碾乱轧;施工现场禁止遗弃废物;施工结束后对地表进行平整,后期施工迹地依靠自然恢复
2	井场场地平整时定期洒水,作业面要保持一定湿度。井场周围要采用围栏阻隔,禁止在井场外作业。限制车辆行驶速度,车辆不得超载,并对易起尘物料采取密闭或遮盖等措施。钻井发电机和动力机要采用优质燃油、加强设备维护。钻井中发现地层有可燃气体或有毒气体产出,要立即采取有效措施防止气涌井喷。试气期间伴生气量较大时应通过回收装置进行回收处理,不具备回收条件时应通过放散管燃放	对施工场地采取洒水降尘,使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准柴油,并定期对设备进行保养维护;粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布(或网),逸散性材料运输采用苫布遮盖;优化施工组织,管线分段施工,缩短施工时间,合理安排施工计划,避免在多风季节施工;伴生气产生量不稳定,通过放散管燃烧放空
3	井下作业试气废水采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站污水处理系统进行处理,严禁废水直接外排或排入地表水体。井队生活区生活污水排入井场修建的防渗生活污水暂存池,钻井工程结束后委托服务公司由吸污车清运至乌尔禾污水处理厂处理。生活区设置防渗旱厕并及时清理,工程结束后及时平整并覆土掩埋。井场油罐、发电机、材料堆场、岩屑临时堆放区等关键部位均采用防渗膜防渗。钻井过程中要采取泥浆监测,一旦发现漏失及时采取堵漏等措施。要采用先进的技术、设备和优质材料,确保固封井质量,避免井漏事故污染地下水	井下作业废水严禁直接外排,该废水全部回收,采用收集罐收集后运至石西集中处理站污水处理系统处理;井下作业废水严禁直接外排,井场采用专用废液储罐收集后运至石西集中处理站污水处理系统处理;钻井人员生活污水经防渗收集池收集后清运至乌尔禾污水处理厂处理或者排至防渗收集池中自然蒸发处理。严禁本项目废水排入地表水体
4	泥浆泵、柴油机等高噪音设备应设置防震、消声等装置,定期检查,确保各类设备运行状况良好	选用低噪声设备,并定期对设备运行情况进行检查;钻井场柴油机装防震、设消声装置
5	钻井过程中产生的固体废物主要为废弃岩屑和生活垃圾。钻井液和废弃岩屑一同进入不落地系统进行处理,并实现固液分离,分离后的液相循环使用,钻井结束后钻井液由井队回收利用,不外排。处理达标后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》	岩屑经固化处理后暂存于岩屑临时堆放场地,并做相关检测,经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关要求后可综合利用;生活垃圾集中收集后由钻井公司清运至克拉玛依

序号	环评批复	环评文件
	(DB65/T39972017)相关要求后,方可综合利用。生活垃圾设置垃圾箱,垃圾分类后委托服务公司运至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋。物料及废物不得乱排乱放,严禁各种油料落地,禁止焚烧废油品	生活垃圾填埋场

4 建设项目概况及工程分析

4.1 建设项目概况

(1) 项目名称

滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏产能调整地面工程。

(2) 项目性质

本项目为滴西 121 井区扩边开发，项目性质为改扩建。本次评价的滴西 121 井区拐点坐标见表 4.1-1，与新疆油田公司“一张图”的相对位置关系见图 4.1-1。

表 4.1-1 滴西 121 井区拐点坐标一览表

序号	东经	北纬
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		

(3) 建设地点

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县，西北距福海县约 212km，西北距克拉玛依市中心城区约 223km，东北距克拉美丽天然气处理站最近距离为 9km。区域位置见图 4.1-2。

(4) 劳动定员

项目实施后由克拉美丽采气作业区现有工作人员负责运营管理，新建井场、滴西 121 集气站均为无人值守站场，不新增劳动定员。

(5) 工程投资

项目总投资 16212.45 万元，环保投资约 883 万元，占总投资的 5.45%。

(6) 建设内容

项目建设内容包括新建和改造两部分，具体如下：

①新建工程

拟在滴西 121 井区部署 11 口采气井（均为评价井/勘探井转为生产井），1 口采气井转注水井；新建 11 座采气井场、1 座注水井场、1 座集气站；新建井场至滴西 121 集气站单井采气管线 37.1km、滴西 12 采气站至滴西 121 集气站输气管线 4.1km、滴西 121 集气站至克拉美丽天然气处理站的高压集气管线 21km、滴西 121 集气站至美 5 井的单井注水管线 9km；并配套建设供配电、仪表自动化、道路及消防等配套工程。

②改造工程

因老井进站压力较低，为提高老井输送压力对现有老井进行改造；因克拉美丽天然气处理站已建段塞流捕集器、生产分离器及脱固体杂质橇处理能力不能满足要求，对克拉美丽处理站进行改造。

项目实施后井区新增天然气产能为 $36 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油产能为 $5.8 \text{t}/\text{d}$ ，采出水量为 $102 \text{m}^3/\text{d}$ 。具体预测指标见表 4.1-1。

表 4.1-1 气藏开发指标预测表

年份	日产气 (10^4m^3)	日产油 (t)	日产水 (m^3)	年产气 (10^8m^3)	年产油 (10^4t)
2021	25.771	3.551	22.220	0.361	0.063
2022	36.001	5.759	100.862	1.186	0.165
2023	31.811	4.888	101.929	1.052	0.144
2024	29.797	4.504	89.618	0.984	0.136
2025	31.659	4.214	91.424	1.045	0.124
2026	31.714	4.098	88.853	1.045	0.124
2027	39.067	4.628	95.472	1.286	0.144
2028	45.310	5.000	91.390	1.500	0.160
2029	44.410	4.530	71.710	1.470	0.150
2030	46.662	3.751	61.116	1.540	0.121
2031	42.405	3.377	44.341	1.397	0.110
2032	37.928	2.640	31.724	1.254	0.088
2033	31.405	2.068	21.109	1.034	0.066
2034	27.005	1.496	14.443	0.891	0.044
2035	21.843	1.131	9.099	0.723	0.031
2036	27.5	1.375	8.140	0.935	0.055
2037	29.920	1.540	6.380	0.990	0
2038	22	1.1	3.740	0.770	0

(7) 油气水物性

天然气、凝析油及采出水物性分别见表 4.1-2、表 4.1-3 和表 4.1-4，天然气中不含硫化氢。

表 4.1-2 天然气物性一览表

分析项目	百分含量 (%)	分析项目	百分含量 (%)
甲烷 CH ₄	90.55	二氧化碳 CO ₂	0.07
乙烷 C ₂ H ₆	3.03	一氧化碳 CO	/
丙烷 C ₃ H ₈	1.38	硫化氢 H ₂ S	0
异丁烷 i-C ₄ H ₁₀	0.49	氧 O ₂	0.000
正丁烷 n-C ₄ H ₁₀	0.42	氢 H ₂	/
异戊烷 i-C ₅ H ₁₂	0.21	氮 N ₂	3.75
正戊烷 n-C ₅ H ₁₂	0.02	密度	0.6187
异己烷 i-C ₆ H ₁₄	0.08	/	
正己烷 n-C ₆ H ₁₄	/	/	
备注	相对密度为 20℃，101.325KPa 条件下的值		

表 4.1-3 凝析油物性一览表

检测项目	检测结果	检测项目	检测结果
密度 (g/cm ³)	0.7889	含蜡量 (%)	5.86
粘度 (50℃mPa·s)	1.24	胶质+沥青质 (%)	/
含盐量 (%)	/	残碳 (%)	/
含硫量 (%)	/	凝固点 (℃)	6
初馏点 (℃)	93	蜡熔点 (℃)	
馏份 (%)	<150℃	250℃	5.1
	170℃	270℃	5.1
	210℃	300℃	6.8
	230℃	>300℃	3.4

表 4.1-4 采出水物性一览表

检测项目	检测结果	检测项目	检测结果
pH 值	7.07	Mg ²⁺ (mg/L)	0.00
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0.00	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	693.58	Na ⁺ (mg/L)	/
OH ⁻ (mg/L)	0.00	TDS (mg/L)	/
Cl ⁻ (mg/L)	9428.90	密度 (g/cm ³)	1.013
Ca ²⁺ (mg/L)	4136.32		

4.2 项目建设内容

拟部署井的钻井工程已开展了相应的环境影响评价工作，本次仅对各井建设的

地面工程进行环境影响评价，钻井工程的环境影响评价工作不在本次评价范围内。

项目建设内容包括主体工程（主要包括采气工程、集输工程、注水工程、改造工程）、公用工程、依托工程和环保工程四个部分，分述如下：

4.2.1 主体工程

（1）采气工程

新建 11 座采气井场，井场内设置电加热器、采气树操作平台、采气树保温盒及井场标识牌。采用天然能量开发，单井采用电加热节流工艺，井口设两相流流量计。单井井场工程量及构筑物建设情况分别见表 4.2-1 和表 4.2-2，采气井场平面布置见图 4.2-1。

表 4.2-1 采气井场工程量一览表

序号	名称	单位	数量
1	配套系统（以下是一座单井工程量）	套	11
	井口自力式高低压紧急切断阀 PN25MPa DN50	套	1
	有导流孔平板闸阀 PN10MPa DN65	套	1
	井口锻件	套	1
	无缝钢管 D60×10 20G 计算	个	4
	无缝钢管 D76×10 20G	m	40
	无缝钢管 D60×5 20G	m	10
	无缝钢管 D76×6 20	m	90
	自限温型电伴热带 39W/m	m	90
	采气树保温盒	m	100
	采气树操作平台	个	1
	井场标示牌 0.5m×0.3m	个	1
	井场警示牌 0.5m×0.3m	个	1
	单管线固定沙箱	个	1
	双管线固定沙箱	个	9
	征地面积 25m×30m		
2	电加热器		
	电加热节流橇 100kW 25MPa （滴西 126_H）	台	1
	电加热节流橇 100kW 25MPa （滴西 152_H）	台	1
	电加热节流橇 40kW 25MPa （滴西 146）	台	1
	电加热节流橇 40kW 25MPa （滴西 149）	台	1
	电加热节流橇 40kW 25MPa （滴西 148）	台	1
	电加热节流橇 40kW 25MPa （滴西 150）	台	1

序号	名称	单位	数量
	电加热节流橇 100kW 25MPa (滴西125)	台	1
	电加热节流橇 100kW 25MPa (滴西127)	台	1
	电加热节流橇 100kW 25MPa (滴西151)	台	1
	电加热节流橇 100kW 25MPa (滴西153)	台	1
	电加热节流橇 100kW 25MPa (美001)	台	1

表 4.2-2 单座井场构筑物建设情况一览表

序号	名称	数量	单位	长×宽×(深) (m×m×m)	结构形式
1	人行道	1	m	26×1.0	C20素混凝土60厚方砖铺砌
2	安防围栏	1	m	110.0(长)×2.5 (高)	通透式钢围栏, 围栏柱为方钢柱, 材质为Q235, 柱距2.5m, 围栏为钢丝网, 基础为C25素混凝土独基, 自然埋深不小于0.8m
3	大门	1	座	4.0m(宽)×2.5m (高)	钢制平开
4	电加热节流橇基础	1	个	(2.6×0.3×0.6) ×4钢筋砼条形基础	C30钢筋混凝土、C20混凝土垫层
5	放喷池	1	个	梯形结构, 上底长 13.0m, 宽6.0m, 下底 长7.0m, 宽 2.0m, 深 1.5m	自上而下: ①放喷管正对面: 耐火砖立铺, 50厚1:3水泥砂浆与钢筋砼面层粘接; 其它三面: 烧结黏土砖立铺, 细砂扫缝, 50厚细砂找平; ②C25钢筋混凝土厚0.15m, 配置Φ6@200双向双层钢筋③0.5m厚原土(隔热层)④幅度7m的HDPE防渗膜一层⑤基层土夯实, 夯实系数不小于0.94
6	场坪	750	m ²	25×30	平铺100mm碎石
7	固定墩	1	座	1.2×1.0×0.8	C30钢筋混凝土、C20混凝土垫层
8	操作平台	1	座	5.1×0.8×0.8	钢结构Q235-BC25混凝土
9	井口钢盖板	1	座	Φ3.3m	[10长7m, [16长7m, L100×6长1.6m, 6厚钢板、10m ² 钢结构Q235-B

(2) 集输工程

①管线

新建单井采气管线 37.1km、滴西 12 采气站至滴西 121 集气站输气管线 4.1km、滴西 121 集气站至克拉美丽天然气处理站的高压集气管线 21km。起始点及管径见表 4.2-3, 管线走向见图 4.2-2。输气干线穿越沥青路面一次, 高压集气管线穿越砂石路面 15 次, 沥青路面 1 次。

表 4.2-3 新建管线起始点、管径及管材情况一览表

类别	起点	终点	长度 (km)	管径及管材
单井采气管线	采气井场	滴西 121 集气站	37.1	DN50 10MPa 20G 无缝钢管
输气干线	滴西 12 采气站	滴西 121 集气站	4.1	DN50 10MPa 20G 无缝钢管
高压集气管线	滴西 121 集气站	克拉美丽 天然气处理站	21	DN200 10MPa 20G 无缝钢管

②滴西 121 集气站

※建设内容

滴西 121 集气站已在《克拉美丽气田滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏开发建设工程环境影响报告表》中进行过评价，并已取得阿勒泰地区生态环境局的批复，文号为阿地环函〔2021〕5 号。该项目中的滴西 121 集气站及配套输气管线尚未建设，由于滴西 121 集气站站内工艺流程及外输管线输送介质发生变化，故滴西 121 集气站及其配套的外输管线按本次环评内容进行建设。

新建 1 座集气站——滴西 121 集气站，设计集气规模为 $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，占地面积为 8500m^2 。站内设 12 井式管汇橇 2 座、三相分离器橇 1 座、污油罐橇 1 座、沉降罐 1 座、老井增压压缩机 1 座、放空火炬 1 座等；站内设一套处理能力为 $180 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水处理装置，一套注水能力为 $180 \text{m}^3/\text{d}$ 注水系统。站内主要设备见表 4.2-4，主要建构筑物见表 4.2-5，平面布置见图 4.2-3。

表 4.2-4 主要设备一览表

设备名称	型号	单位	数量	备注
12井式管汇橇	PN10MPa 设计温度70℃	座	2	
三相分离器橇	规格：WE1.6×6.4；设计压力：10MPa；设计温度：75℃；设计规模：气量：1~ $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；油量：0~10t/d；水量：0~150t/d	座	1	高压
发球筒	PN10MPa DN200/DN200	座	1	
污油罐橇	规格：WE1.8×4.0；设计压力：常压；设计温度：60℃；污油泵（橇内自带）设计压力：0.6MPa；设计温度：60℃；扬程：60m；处理量： $10 \text{m}^3/\text{h}$	座	1	
火炬除液器	规格：WE2.0×7.0-1.0；设计压力：1.0MPa；设计温度：60℃	台	1	

设备名称	型号	单位	数量	备注
放空火炬（带蹦绳式基础）	DN200, H=25m	座	1	包含点火装置和火炬头
阻火器	PN16 DN200	个	1	
阻火器	PN16 DN25	个	1	
老井增压压缩机入口分离器	PN4.0 MPa	座	1	
老井增压压缩机	$10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ $P_{\text{进}}=0.6\text{MPa}$ $P_{\text{出}}=7.5 \sim 8.7\text{MPa}$	座	1	
燃料气调压分离橇	$0.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ $P_{\text{进}}=7.5 \sim 8.75\text{MPa}$ $P_{\text{出}}=0.3 \sim 0.4\text{MPa}$	座	1	两级调压、两级分离
柱塞式增压泵橇	$Q=8\text{m}^3/\text{h}$, $\Delta P=9\text{MPa}$ $N=30\text{kW}$	台	2	
沉降罐	60m^3	座	1	
站内管线	D219 $\times$ 12/20G	m	130	地面10m; 埋地120m
	D168 $\times$ 10/20G	m	30	地面10m; 埋地20m
	D89 $\times$ 6/20G	m	140	地面10m; 埋地130m
	D60 $\times$ 5/20G	m	45	地面25m; 埋地20m
	D168 $\times$ 6/20	m	220	地面220m
	D89 $\times$ 4/20	m	25	地面25m

表 4.2-5 主要建构筑一览表

序号	名称	数量	单位	长 $\times$ 宽 $\times$ （深或高）（m $\times$ m $\times$ m）	结构形式
1	12 井式管汇橇基础	2	座	11.8 $\times$ 3.2 $\times$ 0.8	C30钢筋混凝土 C20混凝土垫层
2	三相分离器橇基础	1	座	9.0 $\times$ 3.5 $\times$ 0.8	C30钢筋混凝土 C20混凝土垫层
3	发球筒基础	1	个	1.0 $\times$ 0.5 $\times$ 1.6	C30钢筋混凝土 C20混凝土垫层
5	埋地污油罐池	1	座	7.0 $\times$ 3.0 $\times$ 2.5	钢筋砼池体，壁厚0.3m，抗渗标号P6，卷材防水加内防水，敞口，四围1.05m栏杆，C30钢筋混凝土C20混凝土垫层
6	火炬除液器基础	1	个	2.0 $\times$ 0.5 $\times$ 1.4	C30钢筋混凝土 C20混凝土垫层
7	火炬基础	1	座	直径1.2m	C30钢筋混凝土 C20混凝土垫层
9	老井增压压缩机基础	1	个	10 $\times$ 3.5 $\times$ 2.2	C30钢筋混凝土 C20混凝土垫层
10	场区围栏	1	m	380（长） $\times$ 2.5（高）	通透式钢围栏，围栏柱为方钢柱，材质为Q235，柱距2.5m，围栏为钢丝网，基础为C25素混凝土独基，自然埋深不小于0.8m
11	大门	1	座	4.0m（宽） $\times$	钢制平开

序号	名称	数量	单位	长×宽×(深或高) (m×m×m)	结构形式
				2.5m (高)	
12	火炬围栏	1	m	40.0 (长)×2.5 (高)	通透式钢围栏, 围栏柱为方钢柱, 材质为Q235, 柱距2.5m, 围栏为钢丝网, 基础为C25素混凝土独基, 自然埋深不小于0.8m
13	火炬小门	1	座	1.2m (宽)×2.5m (高)	钢制平开
14	工艺区场坪	3000	m ²	25×30	平铺 100mm 碎石
15	检修道路	1	m	180×1.5	C20 素混凝土60 厚方砖铺砌
16	集气干线固定墩	2	座	1.2×1.0×0.8	C30 钢筋混凝土、C20 混凝土垫层
17	管墩	15		1.5×0.5×1.2	C25 素混凝土
18	压缩机入口分离器基础	1	个	2.0×0.5×1.6	C30 钢筋混凝土 C20 混凝土垫层
19	燃料气调压计量撬基础	1	个	3.0×12.5×1.6	C30 钢筋混凝土 C20 混凝土垫层

※采出水处理工艺

滴西 121 集气站采出水处理装置采用重力沉降法, 站内内三相分离器分离出的采出水经沉降罐沉降后达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)和企业内部标准《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)中的相关要求后, 最终经单井注水管线管输至美 15 井。

③集输及处理工艺

单井井场采出物经电加热器加热、两相流计量装置计量后, 通过单井采气管线集输至滴西 121 集气站内的生产管汇撬, 然后进入三相分离器进行油、气、水三相分离, 分离出的油气经压缩机增加后由新建高压集气管线(压力约 7MPa~8MPa)输送至克拉美丽天然气处理站处理, 分离出的采出水经站内采出水处理装置处理达标后, 回注美 15 井。集输及处理工艺见图 4.2-4。

(3) 注水工程

美 15 井经试气现无开发潜力, 将其转为注水井, 设计注水压力为 10MPa、注水规模 180m³/d。将现有采气树拆除, 新建注水井口 1 座、恒流配水装置 1 套、滴西 121 集气站至美 15 井的单井注水管线 9km, 管径为 DN50 PN16MPa, 材质为玻璃钢。

注水工艺为滴西 121 集气站采出水处理装置处理达标的采出水经新建单井注水管线管输至美 15 注水井。

(4) 改造工程

改造工程涉及老井改造和克拉美丽处理站改造两部分。

①老井改造

现有老井进站压力较低，为提高输送压力，在新建滴西 121 集气站东侧新建 1 座老井增压压缩机。改造后老井的集输工艺为：老井采出物经单井采气管线输送至滴西 12 采气站内的生产管汇橇，汇集后的气液由新建输气干线集输至滴西 121 集气站内的老井增压压缩机橇，增压至 7.5~8.7MPa，增压后的气液经压缩机自带的空冷器冷却至 45℃，搭接高压集气管线混输至克拉美丽处理站高压系统。改造后老井集输工艺见图 4.2-5。改造实施后将现有滴西 12 采气站进行拆除。

②克拉美丽天然气处理站改造

滴西 121 井区来气液接入克拉美丽天然气处理站后，低温分离器、液烃分离器、闪蒸分离器、换热器、凝析油稳定装置、凝析油储罐、乙二醇注醇及再生系统等均满足需求，但现有段塞流捕集器、生产分离器及脱固体杂质橇处理能力最大处理能力为 $320 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，新建滴西 121 集气站油气接入克拉美丽天然气处理站后，段塞流捕集器、生产分离器及脱固体杂质橇处理能力不能满足要求。为此在克拉美丽天然气处理站已建外输计量区东侧空地，新建卧式双筒结构段塞流捕集器 1 座、生产分离器 2 座、脱固体杂质橇 2 座，设计处理规模均为 $150 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；在站内已建外输发球筒区北侧空地建设设计压力 10MPa 的收球筒一座，并将站内富气压缩机房拆除。新增设备情况见表 4.2-6。改造后不改变站内浅冷处理装置的处理工艺及处理能力。

表 4.2-6 新增设备情况一览表

序号	设备名称	主要参数	单位	数量
1	段塞流捕集器	设计压力：10MPa，操作压力：7.0~8.0MPa； 设计温度：60℃，操作温度：25~35℃； 处理气量： $150 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ （考虑 50~120% 操作弹性）； 处理液量：30t/d； 尺寸： $\Phi 1200 \times 4800 \text{S/mm}$	座	1
2	生产分离器橇	设计压力：10MPa，操作压力：7.0~8.0MPa；	套	2

		设计温度：50℃；运行温度：20~35℃； 停留时间：30min；允许压降：≤30KPa； 分离精度：≥99%（10 μm）；选用外形尺寸： Φ1400×5600S/Smm；处理气量：150×10 ⁴ Nm ³ /d （考虑50~120%操作弹性）；		
3	脱固体杂质橇	Φ1800×5000mm，立式	座	2
4	收球筒	PN10MPa DN200/DN200	座	1

脱固体杂质橇工作原理：采用化学反应吸附法脱除天然气中的固体杂质，天然气中的固体杂质与吸附材料中的硫化物产生化学反应，以金属化合物的形式从天然气中分离出来。采用的脱汞剂为负载型金属硫化物氧化铝脱汞剂。

4.2.2 公用工程

（1）供配电

用电负荷等级为二级，通信仪表等重要用电负荷采用 UPS 供电，电压等级均为 0.22/0.38kV。

每座采气井分别架设 1 座 125kVA 杆架式变电站，变电站下设 1 只动力配电箱给采气井场用电设备供电。杆架式变电站电源均 T 接于就近的 10kV 架空线路；本工程新建 10kV 架空线路导线采用 1×JL/G1A-95/20，线路长度共计约为 10.0km。

在滴西 121 集气站站新建 1 座 10/0.4kV 变配电室作为该站的供电中心，内设高压配电室、低压配电室、变压器室及 UPS 室。

克拉美丽天然气处理站站内新建工艺装置负荷不大，依托站内已建完备低压配电系统，电源引自就近 1 号变配电室；新建收发球筒装置供电就近引自站内已建低压电源。

（2）仪表自动化

采气井场采用“无人值守、故障巡检、远程控制”的管理模式进行设计。本工程在每座采气井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表，实现井场工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁和存储等功能。

新建滴西 121 集气站按照“无人值守、集中监控”的管理模式进行设计。集气站新建站控 PLC 系统 1 套（配套液晶显示屏），负责完成仪表及控制阀门的采集、报警及控制功能。

(3) 消防

在井场、滴西 121 集气站和克拉美丽天然气处理站配置一定数量的 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器及 MFT/ABC35 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器。具体见表 4.2-7。

表 4.2-7 消防设施一览表

序号	位置	构筑物名称	消防器材及型号	数量
1	单座采气井场	采气树	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
2		电加热节流橇	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
3		站区	MFT/ABC35推车式磷酸铵盐干粉灭火器	1辆
4	滴西121集气站	12井式生产管汇橇	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	4具
5		三相分离橇	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
6		发球筒	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
7		埋地污油罐	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
8		火炬除液器	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
9		老井增压压缩机	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
10		老井增压压缩机入口分离器	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
11		配电间	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
12		仪控间	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
13	克拉美丽天然气处理站	段塞流捕集器橇	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
14		生产分离器橇	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
15		收球筒	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
16		脱固体杂质橇	MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具

(4) 通信

在新建滴西 121 集气站设置一套办公网交换机，并通过光缆连接至滴西 12 采气站，利用滴西 12 采气站与克拉美丽处理站间已建光缆通道连接至克拉美丽处理站已建办公网交换机，利用克拉美丽处理站已有语音系统，实现新建站场语音通信功能；滴西 121 集气站内设置 1 套区域型火灾自动报警系统，系统由火灾报警控制器、24V 智能电源箱、火灾探测器、手动报警按钮及声光讯响器组成。

(5) 道路

①新建集气站站内道路

新建站内道路 0.153km，采用水泥混凝土路面结构，路基宽 5.0m，路面宽 4.0m，路拱设置为平坡；路面两侧各设 0.5m 宽路肩，路肩采用 0.15m 厚天然砂砾铺筑；路面结构为 22cm 厚现浇 C30 混凝土面层+15cm 厚级配砾石基层+25cm 厚天然

砂砾底基层，面层比基层、底基层比基层两侧各宽出 30cm，两侧设置 15cm 厚 50cm 宽天然砂砾加固路肩。路基压实度 $\geq 94\%$ 。

②集气站站外道路

新建集气站至已有道路的站外道路 0.1km，路基宽 7.0m，路面宽 6.0m；路面结构与站内道路相同，道路路面设置双向路拱横坡，横坡坡率 1.5%。路面两侧各设 0.5m 宽路肩，路肩采用 0.15m 厚天然砂砾铺筑。路基压实度 $\geq 94\%$ 。

③单井道路

新建各井场至已建道路的巡检道路约 9.3km，路基宽度为 4.5m，路面宽度为 3.5m。道路两侧各设置 0.5m 宽土路肩。路基、路堑边坡坡率 1:1.75，路基开挖土质类别为松土，填挖高度均按 0.3m 控制；路面设置路拱横坡，坡度均为 2.0%；路基填土采用沙漠砂。路基压实度 $\geq 94\%$ 。道路路面结构为 25cm 厚天然砂砾+聚丙烯编织布（200g/m²）；路肩采用 25cm 厚天然砂砾铺垫。

④材料来源

路面用料从克拉玛依附近料场拉运，运距 260km；

土工布（聚丙烯编织布）从乌鲁木齐拉运，运距 350km；

芦苇从福海拉运，平均运距 490km；

工程用水就近从石西油田作业区拉运，运距 70km。

水泥从克拉玛依拉运，平均运距 250km。

（6）防腐保温

①采气及集气管线外壁

※防腐层采用熔结环氧粉末一次成型，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为 50mm，D219 管保温层轴向偏心量为 ± 5 ，D60 管保温层轴向偏心量为 ± 3 ；D219 防护层最小厚度为 1.6mm，D60 管防护层最小厚度为 1.4mm。采用“一步法”成型工艺。

※保温管单根预制合格后两端加防水帽，防止串水。

※防腐保温管防腐层补口采用无溶剂环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，保温层采用聚氨酯泡沫塑料厚度同管体，防护层补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

②集气站管道外壁

※保温管道外壁采用无溶剂环氧涂料做防腐层，涂敷二道，涂层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。

※地面不保温管道采用道环氧富锌底漆-环氧云铁中间漆-交联氟碳面漆的复合结构做防腐层，涂层结构为二道环氧富锌底漆（ $60 \mu\text{m}$ ）-二道环氧云铁中间漆（ $100 \mu\text{m}$ ）-二道交联氟碳面漆（ $80 \mu\text{m}$ ），防腐层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。交联氟碳面漆颜色按照 SY/T0043-2020《石油天然气工程管道和设备涂色规范》执行。

③克拉美丽天然气处理站管道外壁

无溶剂环氧涂料做防腐层，涂敷二道，涂层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。

（7）给排水

给水主要为管道试压用水和井下作业用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从火烧山油田作业区拉运至用水场地。

排水主要是管道试压废水、井下作业废水、压裂返排液和酸化返排液，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，井下作业废水、压裂返排液和酸化返排液集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理装置处理，不外排。

4.2.3 依托工程

天然气和凝析油处理依托克拉美丽天然气处理站浅冷处理装置和凝析油稳定装置；井下作业废水、废洗井液、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液依托彩南联合站采出水处理系统处理；废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣、废防渗膜及落地油依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

4.2.4 环保工程

每座井场设置 1 座放喷池，共 11 座；单井集输管线及集输干线铺设草方格；滴西 121 集气站内采出水处理装置、放空火炬、污油罐。

4.2.5 项目组成

项目组成详见表 4.2-8。

表 4.2-8 项目工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	采气工程	井场	11 口	采气井场 11 座，井场采用电加热器加热
	集输工程	单井采气管线	37.1km	DN50 PN10MPa 20 号无缝钢管
		输气干线	4.1km	DN50 PN10MPa 20 号无缝钢管
		高压集气干线	21km	DN200 PN10MPa 20 号无缝钢管
		集气站	1 座	滴西 121 集气站
	注水工程	注水井场	1 座	美 15
		注水管线	9km	DN50 PN16 MPa 玻璃钢管
	改造工程	克拉美丽天然气处理站		新建卧式双筒结构段塞流捕集器 1 座、生产分离撬 2 座、脱固体杂质撬 2 座；在站内已建外输发球筒区北侧空地建设设计压力 10MPa 的收球筒一座，并将站内富气压缩机房拆除
		老井改造		在新建滴西 121 集气站东侧新建 1 座老井增压压缩机，并将滴西 12 采气站拆除
公用工程	供配电	每座采气井架设 1 座 125kVA 杆架式变电站；滴西 121 集气站新建 1 座 10/0.4kV 变配电室；克拉美丽天然气处理站新增装置用电依托站内低压配电系统		
	仪表自动化	每座采气井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表；滴西 121 集气站新建站控 PLC 系统 1 套		
	消防	在井场、滴西 121 集气站和克拉美丽天然气处理站配置一定数量的 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器及 MFT/ABC35 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器		
	通信	滴西 121 集气站设置一套办公网交换机、设置 1 套区域型火灾自动报警系统		
	道路	新建站内道路 0.153km、集气站至已有道路的站外道路 0.1km、各井场至已建道路的巡检道路约 9.3km		
环保工程	放喷池	共设 11 座，底部铺设 HDPE 防渗膜		
	草方格	单井集输管线及集输干线铺设草方格		
	采出水	滴西 121 集气站采出水处理装置		
	事故废气	滴西 121 集气站设 1 套放空系统，包括放空火炬、火炬除液器		
	排污系统	滴西 121 集气站设 1 座污油罐		
依托工程	天然气和凝析油	依托克拉美丽天然气处理站		
	井下作业废水、废洗井液、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液	依托彩南联合站采出水处理系统		
	废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣、废	依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置		

工程类别	名称	工 程 量	备 注
	防渗膜及落地油		

4.2.6 施工组织

(1) 施工周期

采气井场、滴西 121 集气站、站场改造及单井采气管线、输气干线、集气干线、注水管线等地面工程整体建设周期约 24 个月，施工人员约 150 人。项目建设阶段施工现场不设施工营地，施工人员食宿在克拉美丽采气作业区公寓。

(2) 施工方式

各类管线采用埋地敷设，管沟坡比为 1:1，沟底宽度为 1000mm、管沟挖深 2.0m，扫线宽度均为 8m，穿越沥青公路采用顶管穿越，穿越砂石路面采用大开挖。

(3) 施工时序

根据建设单位安排要求新建井场、各类管线、站场改造及公用工程等同时进行施工。

4.3 环境影响因素分析及污染源强核算

4.3.1 环境影响因素分析

(1) 施工期

施工期环境影响因素主要表现在井场、各类管线、滴西 121 集气站、克拉美丽天然气处理站及道路等建设过程中，产生的污染物主要为施工扬尘、施工机械和施工车辆尾气、管道试压废水、噪声、建筑垃圾等。施工期工艺流程及产污环节见图 4.3-1。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要表现在油气集输及处理过程中，产生的污染物主要为油气集输过程中产生的无组织非甲烷总烃、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液、噪声、废脱汞剂、清罐底泥、清管底泥、废防渗材料及落地油等。运营期工艺流程及产污环节见图 4.3-2。

(3) 退役期

退役期环境影响因素主要表现在地面设施的拆除、封井、井场清理等施工活动，产生的污染物主要为扬尘、噪声、废弃管线、建筑垃圾等。

4.3.2 污染源强核算

(1) 施工期

①废气

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

※施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

※施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

②废水

施工期不设施工营地，无生活污水产生，废水主要为管道试压废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

③噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 80dB(A)~105dB(A) 之间。

④固体废物

固体废物主要为废边角料、废包装物等建筑垃圾，产生量较少集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。

⑤生态影响分析

※工程占地

本项目总占地面积为 658500m²，其中永久占地 60550m²，临时占地 597200m²，详见表 4.3-1。

表 4.3-1 本项目占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积 (m ²)	占地性质		备注
			永久征地 (m ²)	临时占地 (m ²)	
1	井场	9750	9000	0	单井尺寸 30m×25m
2	集气站	8500	8500	0	/
3	单井采气管线	296800	0	296800	长度 37.1km、施工作业带宽度 8m
4	输气干线	32800	0	32800	长度 4.1km、施工作业带宽度 8m
5	集气干线	168000	0	168000	长度 21km、施工作业带宽度 8m
6	注水管线	72000	0	72000	长度 9km、施工作业带宽度 8m
7	道路	41850	41850	0	宽度为 8.5m
8	输电线路	28800	1200	27600	施工作业带宽度为 4m
9	合计	658500	60550	597200	/

※土石方平衡

开挖土方主要为管沟清理、开挖及道路清理等产生土方，回填土方主要为管沟回填及路基回填，挖方全部回填，无弃方。土石方平衡见表 4.3-2。

表 4.3-2 土石方平衡一览表

工程分区	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	弃方量 (m ³)	借方量 (m ³)
单井采气管线	190200	190200	0	0
输气干线	24600	24600	0	0
集气干线	126000	126000	0	0
注水管线	33000	33000	0	0
道路	16019	16019	0	0

(2) 运营期污染源强核算

①废气

单井井场均采用电加热器加热，新建老井增压压缩机为电驱压缩机，本项目不新增燃气设施，无二氧化硫、氮氧化物及颗粒物产生。废气主要为油气集输及处理过程中产生的无组织挥发性有机物，以非甲烷总烃计，目前无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中： $D_{\text{设备}}$ ：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs}, i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据采出物中天然气的性质计算，本次取 5.63%）；

$WF_{\text{TOC}, i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，（根据采出物中天然气的性质计算，本次取 96.18%）；

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

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8760h。

根据上述公式计算油气集输、处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.3-3。

表 4.3-3 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单井 采气井场	阀门	0.064	11	0.0011
	法兰	0.085	31	0.0041
	连接件	0.028	64	0.0028
	合计	/	106	0.008
11 口采气井	合计	/		0.088
滴西 121 集 气站	阀门	0.064	185	0.0182
	法兰	0.085	385	0.0503
	连接件	0.028	373	0.0161
	合计	/	943	0.0846
克拉美丽天 然气处理站	阀门	0.064	97	0.0095
	法兰	0.085	215	0.0281
	连接件	0.028	313	0.0135
	合计	/	625	0.0511

无组织废气排放量见表 4.3-4，年排放量见表 4.3-5。

表 4.3-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	M1	采气井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查；定期对集输管线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.088
2	M2	滴西 121 集气站	NMHC				0.0846
3	M3	克拉美丽天然气处理站	NMHC				0.0511

表 4.3-5 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	NMHC	0.2237

(2) 废水

废水主要包括采出水、井下作业废水、井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）和装置排污废水。

①采出水

采出水是伴随着天然气从地层开采出来的，主要为气藏本身的底水、边水等，根据产能预测表可知，本项目采出水最大产生量约为 $4.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，污染物主要为化学需氧量、石油类。经三相分离器分离出的采出水送至站内采出水处理装置处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）和企业内部标准《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中的相关要求后，回注气藏，不外排。

②井下作业废水

井下作业废水产生量无相应的源强核算技术站南，采用生态环境部 2021 年 6 月《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（2021 年第 24 号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数（见表 4.3-6）进行核算。

表 4.3-6 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	76.0	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	104525	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	17645	回收回注	0
低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	34679	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	6122	回收回注	0

滴西 121 井区为低渗透区，采用表 4.3-6 低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 4.3-7。

表 4.3-7 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	12 口井合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	325.56
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.42
石油类	6122g/井次-产品	0.073

③井下作业废液

井下作业废液主要包括压裂返排液和酸化返排液。井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液。压裂返排液和酸化返排液最终经彩南联合站采出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）中的相关要求后回注油藏，不外排。根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）“7 不作为液体废物管理的物质——7.2 经过物理处理、化学处理、物理化学处理和生物处理等废水处理工艺处理后，可以满足向环境水体或市政污水管网和处理设施排放的相关法规和排放标准要求的废水、污水”可知，压裂返排液、酸化返排液和废洗井液可不作为液态废物管理。

压裂返排液、酸化返排液和废洗井液其产生量无相应的源强核算指南，采用生态环境部 2021 年 6 月《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（2021 年第 24 号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数（见表 4.3-8）进行核算，具体产污系数见表 4.3-8。

表 4.3-8 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	合计产生量
压裂返排液	263.98 m ³ /井·次	2903.78m ³ /a
酸化返排液	82.3 m ³ /井·次	905.3 m ³ /a
废洗井液	25.29t/井	303.48t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相关标注后回注油藏，不外排。

④装置排污废水

滴西 121 集气站及克拉美丽天然气处理站新增装置检修时会产生一定量的装置排污废水，根据设计单位提供资料可知，滴西 121 集气站及克拉美丽天然气处理站装置排污废水产生量分别为 80t/a、200t/a，主要为装置中残留的采出液及装置冲洗废水，其组成与采出液相似，滴西 121 集气站内的排污废水排至污油罐中，泵输至滴西 121 集气站内采出水处理装置进口进行处理，克拉美丽天然气处理站内的排污废水送至其站内采出水处理装置处理，最终均回注气藏，不外排。

（3）噪声

噪声源主要包括滴西 121 集气站内设备、机泵、井下作业各设备及巡检车辆等，噪声排放情况见表 4.3-9。

表 4.3-9 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业设备	80~105	间歇	机械
滴西 121 集气站	站内设备、机泵	75~105	连续	机械
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械

（4）固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。固体废物主要为废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣、清管废渣、废防渗材料和落地油。

①废脱汞剂

当吸附剂容量达到饱和后，需更换吸附剂，根据项目方案可知，吸附剂更换频率为 3 年一次，每次更换脱汞剂的用量为 10m³。脱汞剂属于《国家危险废物名录》

(2021 年版) 中的 HW29 含汞废物, 废物代码为 072-002-29, 危险特性为 T, 集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

②清罐底泥

沉降罐每年清理一次, 清罐时会产生一定量的含油污泥, 其产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采行业一天然气 (含煤层气) 检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等的产污系数 $0.007\text{t}/10^4\text{m}^3$ 计算, 滴西 121 集气站设计集气规模为 $48 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 含油污泥产生量约为 $123\text{t}/\text{a}$ 。含油污泥属于《国家危险废物名录》(2021 年版) 中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物, 废物代码为 071-001-08, 危险特性为 T、I, 集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

③清管废渣

集气干线两端安装收发球, 用于发射和接收清管器。清管作业每年 1 次, 清管废渣主要含有矿物油, 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 , 新建集输管线 62.2km , 每次废渣量约 $0.07\text{t}/\text{a}$ 。清管废渣属于《国家危险废物名录》(2021 年版) 中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物, 废物代码为 251-001-08, 危险特性为 T, 集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

④废防渗材料

采气井场日常巡检、检修过程中会有废防渗材料产生, 类比同类井场, 产生量约 $2.2\text{t}/\text{a}$ 。废防渗材料属于《国家危险废物名录》(2021 年版) 中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物, 废物代码为 900-249-08, 危险特性为 T、I, 集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

⑤落地油

井喷、管线刺漏等事故状态下会产生一定量的落地油, 落地油产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采行业一天然气 (含煤层气) 检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等的产污系数 $0.007\text{t}/10^4\text{m}^3$ 计算, 滴西 121 集气站设计集气规模为 $48 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 落地油产生量约为 $123\text{t}/\text{a}$ 。落地油属于《国家危险废物名录》(2021 年版) 中的 HW08 废矿物油和

含矿物油废物，废物代码为 071-001-08，危险特性为 T、I，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的相关要求对固体废物危险性进行识别、分析，详见表 4.3-10。

表 4.3-10 清管废渣危险特性详情一览表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性
废脱汞剂	HW29	072-002-29	10m ³ /3a	脱固体杂质橇	固态	负载型金属硫化物氧化铝、汞	汞	T
清罐底泥	HW08	071-001-08	123t/a	沉降罐	固态	含油污泥	石油类	T, I
清管废渣	HW08	251-001-08	0.07t/a	管线清管作业	固态	矿物油、硫化铁	石油类	T
废防渗材料	HW08	900-249-08	2.2t/a	井场巡检、检修	固态	矿物油	石油类	T、I
落地油	HW08	071-001-08	123t/a	井喷、管线刺漏等事故状态下	固态	油土混合物	石油类	T、I

(5) 生态影响

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

(6) 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 4.3-11。

表 4.3-11 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.2237t/a	0.2237t/a	环境空气
废水	采出水	石油类	4.4×10 ⁴ m ³ /a	0	送至滴西 121 集气站采出水处理装置处理
	井下作业废水	石油类	325.56m ³ /a	0	
	压裂返排液	石油类	3432m ³ /a	0	
	酸化返排液	pH、石油类	905.3m ³ /a	0	
	废洗井液	石油类	303.48t/a	0	
	装置排污水	石油类	280t/a	0	
噪声	井场及巡检车辆	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固体废物	废脱汞剂	汞、石油类	10m ³ /3a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处
	清罐底泥	石油类	123t/a	0	

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	处理措施及排放去向
	清管废渣	石油类	0.07t/a	0	置
	废防渗材料	石油类	2.2t/a	0	
	落地油	石油类	123t/a	0	

(7) 污染物减排量

项目实施后，滴西 12 采气站拆除，其产生的污染物随之消失，减少的污染物量见表 4.3-12。

表 4.3-12 污染物减排量情况一览表

名称	污染物		单位	污染物减排量
废气	相变炉、 锅炉烟气	二氧化硫	t/a	0.001
		氮氧化物	t/a	0.054
		颗粒物	t/a	0.003
	无组织非甲烷总烃		t/a	0.38
废水	装置排污水		m ³ /a	730
固体废物	含油污泥		t/a	5

4.3.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、建筑垃圾等。

4.3.4 事故状态环境影响分析

本项目可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故。本项目在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、采出水及凝析油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。事故状态下天然气全部燃烧放空，凝析油同采出水一同进入放喷池中收集，事故结束后由罐车拉运至克拉美丽天然气处理站处理。

(2) 井漏事故

井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，集输管线发生破裂导致天然气、凝析油及采出水泄漏，造成环境污染。

(4) 非正常工况污染物核算

非正常工况主要为滴西 121 集气站内各设备开停车及维修，产生的天然气由管线管输至放空火炬燃烧放空。根据设计方案可知，火炬最大放空量约为 $37500\text{m}^3/\text{h}$ ，单次放空最大时长为 1h，直径为 300mm，一年 1 次。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & (\text{二氧化硫}) \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & (\text{氮氧化物}) \end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i —核算时段内火炬气中的硫含量， kg/m^3 ；

Q_i —核算时段内火炬气流量， m^3/h ；

t_i —火炬年运行时间，h；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054。

本项目天然气中硫化氢为未检出，项目非正常工况下火炬单次燃烧放空时间约为 1h，因此非正常工况火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约 2.03t。

4.3.5 污染物排放量汇总

本项目及现有工程排放量“三本账”情况见表 4.3-13。

表 4.3-13 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

滴西 121 井区								
名称	污染物		单位	现有工程+ 在建工程	本工程		“以新带 老”削减量	总排 放量
				排放量	产生量	排放量	排放量	
废气	相变 炉、锅 炉烟气	二氧化硫	t/a	0.001	0	0	0.001	0
		氮氧化物	t/a	0.054	0	0	0.054	0
		颗粒物	t/a	0.003	0	0	0.003	0
	无组织非甲烷总烃		t/a	6.3	0.1726	0.1726	0.38	6.0926
废水	井下作业废水		m^3/a	0	325.56	0	0	0

	压裂返排液	m ³ /a	0	3432	0	0	0
	酸化返排液	m ³ /a	0	905.3	0	0	0
	废洗井液	t/a	0	303.48	0	0	0
	装置排污水	m ³ /a	0	280	0	730	0
	生活污水	m ³ /a	0	0	0	0	0
固体废物	含油污泥	t/a	0	123	0	5	0
	清管废渣	t/a	0	0.07	0	0	0
	生活垃圾	t/a	0	0	0	0	0

克拉美丽天然气处理站

名称	污染物		单位	现有工程	本工程		总排放量
				产生量	产生量	排放量	
废气	相变炉、 锅炉烟气	二氧化硫	t/a	0.35	0	0	20.44
		氮氧化物	t/a	19.9	0	0	94.93
		颗粒物	t/a	1.16	0	0	11.12
	无组织非甲烷总烃		t/a	17.96	0.0511	0.0511	18.0111
废水	装置排污水	m ³ /a	0	200	0	0	0
	生活污水	m ³ /a	0	0	0	0	0
固体废物	含油污泥	t/a	0	0	0	0	0
	含汞废渣	t/a	0	10	0	0	0
	废分子筛	t/a	0	0	0	0	0
	废载硫活性炭	t/a	0	0	0	0	0
	废导热油	t/a	0	0	0	0	0
	生活垃圾	t/a	0	0	0	0	0

4.4 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。本项目产生的采出水由滴西 121 集气站采出水处理系统处理达标后回注气藏，不外排；井下作业废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液和装置排污水集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排；滴西 121 集气站内的装置排污废水排至站内采出水处理装置进口进行处理，克拉美丽天然气处理站内的排污废水排至站内采出水处理装置处理，最终均回注气藏，不外排；故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无氮氧化物排放，非甲烷总烃为无组织排放，无有组织非甲烷总烃排放，故本项目不设总量控制指标。

4.5 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、集输及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对井下作业工艺清洁性和采气清洁性进行分析。

4.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

本项目井下作业、采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.5-1 和表 4.5-2。

（2）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

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

表 4.5-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	—	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	<3	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	230	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1190	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	5	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	5	
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	5	
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	10	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 4.5-2 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目	
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	6.8	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率		%	10	≥60	100	10
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类		%	5	≤10	0	5
		COD		%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率		%	10	100	100	10
		采油废水回用率		%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率		%	10	≤20	0	10

定性指标									
一级指标	指标分值		二级指标				指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施		10		/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		/	20	20
		集输流程				全密闭流程		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证						10	10
		开展清洁生产审核						20	20
		制定节能减排工作计划						5	5
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况						5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况						5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况						5	5
		老污染源限期治理项目完成情况						5	5

综合评价指标表 4.5-3。

表 4.5-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

4.5.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了井下作业、天然气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县，该县东邻富蕴县，西接和布克赛尔蒙古自治县、吉木乃县，南跨准噶尔盆地与昌吉回族自治州毗邻，北靠阿勒泰市，最北端和蒙古国接壤，边境线长 55.67km，县境南北长 350km，东西宽 20~150km，总面积 3.32 万 km²。具体地理位置见图 5.1-1。

5.1.2 地形地貌

项目区属于古尔班通古特沙漠滴南凸起的西段，滴南凸起东抵克拉美丽山前，西连石西凸起，南临东道海子凹陷，北接滴水泉凹陷，区域构造位置十分有利。该区地表被第四系沙漠覆盖，在风力的作用下，形成了西北-东南走向、高 10m~50m 不等的树枝状沙垄、蜂窝状沙丘及新月形沙丘等大沙垄带。地貌类型单一，地形起伏不平，平均海拔 695m，在构造单元上属于准噶尔盆地中部，新构造运动特征以缓慢沉降为主。前第四系地层中中生界及新、老第三系均为陆相沉积，发育完整。第四系地层下部以洪积、湖相沉积为主，上部以风积成因为主。主要地层为中细砂，岩（土）层主要特征描述如下：中细砂，土黄色，干-稍湿，松散-中密状态，上部有植物根系，勘察期间揭露最大厚度 7m（未揭穿）。勘察深度 0.5~1.5m 范围内中细砂相对松散，以下呈中密状。

5.1.3 水文及水文地质

（1）地表水

项目区地处准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠腹地，区域内地表水资源匮乏，无天然地表水体。项目区以西约 3km 处有引额济乌供水工程水渠通过。引额济乌工程年调水量 $10.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，主要为乌鲁木齐经济区及生态防护林带、中部和东部油田工业用水。

(2) 地下水

项目区域地下水的补给主要有两个来源，一为大气降水，主要来自春季融雪水；二是山区河流及边缘灌区排入沙漠之水。项目区域沉积了巨厚的中、新生界地层，地表被第四系风成沙漠所覆盖。根据钻探资料，在该区揭露了第三系两组地层，下部为中新统塔西河组，上部为上新统独山子组。其岩性为砂岩、粉砂岩与泥岩，互层局部夹有泥质砂岩，底部有少量的泥质小砾岩，具有明显的下粗上细的沉积特征。第四系地层不整合于上新统独山子组上部，基本上是风积成的灰白、灰黄色中细砂，在该地区广泛分布，沉积厚度在 45m 左右，局部夹有亚粘土层。因此，评价区域内埋藏有两种类型的地下水，即第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水和第四系松散岩类孔隙水。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，矿化度 3~10g/L，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 Cl-SO₄-Na 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90~500m³/d。

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多 >60m，潜水位埋深较大（10~50m），矿化度 >10g/L，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 Cl-SO₄-Na 型为主；水量小，无开采利用价值。

5.1.4 气候气象

项目区域位于准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠腹地，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，温差大，蒸发量大，风沙日多，降水在时间与空间上分布极不平衡，冬春干旱不明显，为春季短命、类短命植物提供了生存条件。区域气象资料参考克拉美丽气田气象资料，见表 5.1-1。

表 5.1-1 项目区气候资料一览表

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	-23.8
	最热月平均	℃	31.7

项目名称		单位	数值
	极端最高	℃	43. 1
	极端最低	℃	-42. 8
	年平均	℃	6. 4
设计计算用 采暖期天数	日平均温度≥30℃天数	d/a	55
	日平均温度≤5℃天数（日平均温度）	d/a（℃）	207
室外计算相对湿度	最冷月	%	85
	最热月	%	44
平均风速	冬季	m/s	2. 0
	夏季	m/s	2. 9
	年平均	m/s	2. 6
	全年最多	%	N. NW/8
极大风速及 风向	风速/标准风压	m/s/Pa	21. 0/270
	风向	\	NNE
最大积雪厚度厚度/雪荷		mm/Pa	240
最大冻土深度平均值/极值		cm	175/183. 25
地下土壤温度	-0. 8m处历年平均值	℃	10. 8
	-1. 6m处历年平均值	℃	11. 0
雷暴日数		d/a	35. 5（雷暴+闪电）
沙暴日数		d/a	5
年蒸发量		mm	2244. 0
大气压力	冬季	10 ² Pa	949. 2
	夏季	10 ² Pa	932. 3
降水量	一日最大值	mm	15. 3
	一小时最大值	mm	9. 0
	年降水天数平均值/极大值	d/a	67

5.2 环境保护目标调查

评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中的人群活动区，保护目标为梭梭、白梭梭和引额济乌干渠。

（1）梭梭及白梭梭

梭梭和白梭梭为新疆维吾尔自治区Ⅰ级保护植物，盖度约为15%~20%。梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高1~9m，树杆地径可达50cm；树皮灰白色，木材坚而脆。白梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高1~7m。树皮灰白色，木材坚而脆；老枝灰褐色或淡黄褐色。叶鳞片状，三角形，先端具芒尖，平伏于枝，腋间具棉毛。

(2) 引额济乌干渠

引额济乌工程年调水量 $10.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，主要为乌鲁木齐经济区及生态防护林带、中部和东部油田工业用水。工程实际上是将额尔齐斯河的丰裕水量，从顶山分水闸向南穿越准噶尔盆地，到达乌鲁木齐经济区内的尾部调节水库，从而缓解乌鲁木齐经济区缺水的现状。

5.3 环境质量现状调查与评价

本次评价采用实测与资料收集相结合的方法来说明项目区环境质量现状。

5.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

本次评价引用中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中 2020 年阿勒泰地区环境质量达标区判定数据，根据监测数据可知，2020 年阿勒泰地区 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 年均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区，详见表 5.3-1。

表 5.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
SO_2	年平均值	4	60	6.7	达标
NO_2	年平均值	14	40	35	达标
PM_{10}	年平均值	15	70	21.4	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	10	35	28.57	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.9 (mg/m^3)	4 (mg/m^3)	22.5	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	104	160	65	达标

(2) 环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

监测因子为 NMHC、 H_2S 。

监测点位：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）6.3.2 要求以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设

置 1~2 个监测点。根据导则要求并结合项目各生产设施分布情况，在滴西 121 井区和克拉美丽天然气处理站常年主导风向下风向各布设 1 个监测点，共布设 2 个监测点，监测点坐标见表 5.3-2，具体见图 5.3-1。

表 5.3-2 大气监测点坐标一览表

监测点	坐标
G1	
G2	

②监测时间及监测单位

监测时间：2022 年 2 月 11 日~2 月 17 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

③评价标准

NMHC 参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行， H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值。

④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i —第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物 i 的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

② 评价结果

具体监测数据及评价结果详见表 5.3-3。

表 5.3-3 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
	NMHC	一次值	2000	110~340	17	达标
	H_2S	一次值	10	0.001L	/	达标
	NMHC	一次值	2000	190~360	18	达标
	H_2S	一次值	10	0.001L	/	达标

由表 5.3-3 可知，项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详

解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求， H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

5.3.2 水环境质量现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关要求，不需对地表水环境质量现状调查。本次仅对项目区地下水环境质量现状进行调查和评价

（1）数据来源

本次共布设 3 个地下水监测点，监测点坐标见表 5.3-4 和图 5.3-2。

表 5.3-4 地下水监测坐标一览表

监测点	地下水源井井号	坐标	与项目区位置关系
W1	滴水 7		上游
W2	滴水 10		下游
W3	滴水 16		侧向

（2）监测因子

监测因子为 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类，水位、水温。

（3）监测时间及监测单位

监测时间：2022 年 2 月 12 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

（4）评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

（5）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： P_i ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度， mg/L ；

C_{si} —— i 因子的评价标准, mg/L;

pH 的单项标准指数表达式为:

$$pH_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

$$pH_j > 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中: $S_{pH,j}$ —pH 标准指数;

pH_j —j 点实测 pH 值;

pH_{sd} —标准中的 pH 值的下限值;

pH_{su} —标准中的 pH 值的上限值。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 5.3-5。

表 5.3-5 地下水现状监测数据一览表 (单位: mg/L, pH 无量纲)

监测因子	标准值 (III)	W1			W2			W3		
		监测值	标准指数	评价结果	监测值	标准指数	评价结果	监测值	标准指数	评价结果
pH	6.5~8.5	7.6	0.45	达标	7.7	0.55	达标	7.7	0.51	达标
总硬度	≤450	306	0.68	达标	999	2.22	超标	260	0.58	达标
溶解性总固体	≤1000	1830	1.83	超标	2910	2.91	超标	1540	1.54	超标
氰化物	≤0.05	<0.004	0.002	达标	<0.004	0.002	达标	<0.004	0.002	达标
挥发酚	≤0.002	<0.0003	0.0015	达标	<0.0003	0.00015	达标	<0.0003	0.0015	达标
硝酸盐	≤20.0	14.3	0.72	达标	17.0	0.85	达标	15.2	0.76	达标
亚硝酸盐氮	≤1.00	<0.003	0.0015	达标	<0.003	0.0015	达标	<0.003	0.0015	达标
氨氮	≤0.50	0.338	0.68	达标	0.274	0.55	达标	0.206	0.41	达标
硫酸盐	≤250	539	2.16	超标	885	3.54	超标	500	2	超标
氯化物	≤250	509	2.04	超标	959	3.84	超标	459	1.84	超标
氟化物	≤1.0	0.881	0.881	达标	0.776	0.776	达标	0.667	0.667	达标
砷	≤0.01	<0.0003	0.0015	达标	<0.0003	0.00015	达标	<0.0003	0.0015	达标

监测因子	标准值 (III)	W1			W2			W3		
		监测值	标准指数	评价结果	监测值	标准指数	评价结果	监测值	标准指数	评价结果
镉	≤0.005	<0.001	0.0005	达标	<0.001	0.0005	达标	<0.001	0.0005	达标
铅	≤0.01	<0.01	0.005	达标	<0.01	0.005	达标	<0.01	0.005	达标
铁	≤0.3	0.12	0.4	达标	0.13	0.43	达标	0.10	0.33	达标
锰	≤0.10	0.02	0.2	达标	0.02	0.2	达标	0.02	0.2	达标
汞	≤0.001	<0.00004	0.00002	达标	<0.00004	0.00002	达标	<0.00004	0.00002	达标
六价铬	≤0.05	<0.004	0.002	达标	<0.004	0.002	达标	<0.004	0.002	达标
石油类	≤0.05	<0.01	0.005	达标	<0.01	0.005	达标	<0.01	0.005	达标
耗氧量	≤3.0	2.72	0.91	达标	2.50	0.83	达标	2.43	0.81	达标

监测结果表明,项目区地下水水质天然背景值较高,总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、硫化物均有不同程度超标,其余监测因子可满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类限值,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。超标原因主要为天然背景值超标。

5.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

根据项目工程分布情况,在典型各井场及克拉美丽天然气处理站厂界四周各布设1个监测点,共布设12个监测点,监测点坐标见表5.3-6和图5.3-3。

表 5.3-6 噪声监测点坐标一览表

编号	井号	井位坐标
Z1	滴西 125 井	
Z2	滴西 127 井	
Z3	滴西 148 井	
Z4	滴西 150 井	
Z5	滴西 151 井	
Z6	滴西 152_H	
Z7	滴西 126_H	
Z8	美 15	
Z9	克拉美丽天然气处理站	

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2022 年 2 月 10 日~2 月 11 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值。

(4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 5.3-7。

表 5.3-7 声环境现状监测结果 [单位：dB (A)]

监测点		昼间			夜间		
		监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1		36	60	达标	36	50	达标
Z2		37	60	达标	36	50	达标
Z3		36	60	达标	35	50	达标
Z4		36	60	达标	35	50	达标
Z5		37	60	达标	36	50	达标
Z6		38	60	达标	36	50	达标
Z7		37	60	达标	35	50	达标
Z8		37	60	达标	36	50	达标
Z9	北厂界	42	60	达标	40	50	达标
	东厂界	43	60	达标	41	50	达标
	南厂界	42	60	达标	41	50	达标
	西厂界	42	60	达标	40	50	达标

监测结果表明，项目区背景噪声值昼、夜均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求。

5.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

(1) 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为风沙土，具体分布见图 5.3-4。

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的

基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm~1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4 月~5 月间，土壤含水率可达 20g/kg~30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其它土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。

(2) 土壤环境质量现状调查及评价

①监测点位

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为风沙土。本项目土壤评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求共布设 6 个监测点，监测点坐标见表 5.3-8 和图 5.3-5。

表 5.3-8 实测土壤监测点位

编号		坐标		性质	采样要求
		N	E		
占地范围内	T1			表层样	在 0~0.2m 处取样
	T2				
	T3				

②监测因子

T2 监测因子为《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 中的基本项目、石油烃，共计 46 项；其余监测因子为石油烃。

③监测单位及监测时间

监测时间：2022 年 2 月 10 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

④评价标准

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) 中第二类用地筛选值。

⑤评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

⑥评价结果

土壤监测及评价结果见表 5.3-9 和表 5.3-10。

表 5.3-9 T2 监测点基本项目监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	砷	60	mg/kg	2.34	0.039	达标
2	镉	65	mg/kg	0.06	0.0009	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标
4	铜	18000	mg/kg	10	0.0006	达标
5	铅	800	mg/kg	26	0.0325	达标
6	汞	38	mg/kg	0.023	0.0006	达标
7	镍	900	mg/kg	12	0.013	达标
8	四氯化碳	2.8	μg/kg	1.3L	/	达标
9	氯仿	0.9	μg/kg	1.1L	/	达标
10	氯甲烷	37	μg/kg	1.0L	/	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	1.2L	/	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	1.3L	/	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	1.0L	/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	1.3L	/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	1.4L	/	达标
16	二氯甲烷	616	μg/kg	1.5L	/	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	1.1L	/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	1.2L	/	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	1.2L	/	达标
20	四氯乙烯	53	μg/kg	1.4L	/	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	1.3L	/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
23	三氯乙烯	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
25	氯乙烯	0.43	$\mu\text{g/kg}$	1.0L	/	达标
26	苯	4	$\mu\text{g/kg}$	1.9L	/	达标
27	氯苯	270	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
28	1,2-二氯苯	560	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
29	1,4-二氯苯	20	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
30	乙苯	28	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
31	苯乙烯	1290	$\mu\text{g/kg}$	1.1L	/	达标
32	甲苯	1200	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
34	邻二甲苯	640	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
35	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
36	苯胺	260	mg/kg	0.1L	/	达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
38	苯并[a]蒽	15	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
39	苯并[a]芘	1.5	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	$\mu\text{g/kg}$	0.2L	/	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
42	蒽	1293	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
45	萘	70	$\mu\text{g/kg}$	0.09L	/	达标

表 5.3-10 其他点位监测结果及评价结果一览表

监测因子	标准限值 (mg/kg)	监测点	采样深度	检测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
石油烃	4500	T1	0~20cm	17	0.0037	达标
		T2	0~20cm	14	0.00311	达标
		T3	0~20cm	15	0.0033	达标

由表 5.3-9 和表 5.3-10 可知：土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

5.3.5 生态环境现状调查与评价

（1）土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场

踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图,项目区的土地利用类型为沙地,详见图 5.3-6。

(2) 植物现状调查与评价

评价区主要植被类型为荒漠植被,按中国植被自然地理区划分,项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。项目区植被类型主要为白梭梭荒漠和红皮沙拐枣荒漠,属于小半乔木,主要分布于沙丘或厚层沙地及固定和半固定沙丘顶部,小面积出现于半流动沙丘,为典型的沙生植物群系。项目区植被盖度约 15%~20%。主要植物及分布见表 5.3-11,植被类型见图 5.3-7

表 5.3-11 项目所在区域及周边主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分 布	
		沙丘	丘间地
一、禾本科	<i>Gramineae</i>		
1. 东方旱麦草	<i>Eremopyrum orienetale</i>	++	-
2. 羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
3. 针茅	<i>Stipa capillata</i> Linn	++	
4. 沙生针茅	<i>Stipa plareosa</i> P. smirn	++	
5. 沙生蝇子草	<i>Silene olgiana</i>	+	
二、莎草科	<i>Cyperaceae</i>		
6. 沙薹草	<i>Carex physodes</i>	++	
三、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
7. 白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	+
8. 红皮沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	++	+
四、藜科	<i>Chenopodiaecea</i>		
9. 沙蓬	<i>Agriophyllum arenrium</i>	++	+
10. 犁苞滨藜	<i>Atriplex dimorphostegria</i>	++	+
11. 倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
12. 角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
13. 对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
14. 白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
15. 梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	-	++
16. 驼绒藜	<i>Ceratoideslatens RevealetHolmgren</i>	+	
17. 优若藜	<i>Eurotiaceratoides Mey.</i>	-	
18. 钠猪毛菜	<i>Salsola nitraria</i>	++	-
19. 浆果猪毛菜	<i>Salsola foliosa</i>	-	+
20. 碱蓬	<i>Suaeda spp.</i>	+	+
21. 叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	

中文名	学名	分 布	
		沙丘	丘间地
五、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
22. 荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	+
23. 四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	+
24. 长齿四齿芥	<i>Tetracme recurvata</i>	++	+
25. 灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
26. 螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
27. 扭果芥	<i>Torularia torulosa</i>	++	+
28. 卷果涩芥	<i>Malcolmia scorpioides</i>	++	+
六、怪柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
29. 琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
30. 多枝怪柳	<i>Tamarix ramasissima</i>		+
七、菊科	<i>Compositae</i>		
31. 苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
32. 地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-
33. 沙蒿	<i>Artemisia desteriorum</i>	++	
34. 散枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>	++	+
35. 珀菊	<i>Amberba turanica</i>	+	++
36. 沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++	++
37. 无喙粉苞苣	<i>Chondrilla ambigua</i>	+	+
38. 蝎尾菊	<i>Koelpinia</i>	+	-
39. 琉苞菊	<i>Hyalea pulella</i>	+	-
八、百合科	<i>Liliace</i>		
40. 独尾草	<i>Eremvrus anisooteris</i>	++	
九、伞形科	<i>Umbelliferae</i>		
41. 簇花芹	<i>Soranthus meyeri</i>	++	
十、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>		
42. 土大戟	<i>Euphorbia turczaninowii</i>	++	
十一、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
43. 西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
44. 骆驼蹄瓣	<i>Zygophyllun fabago</i>		+

注：++多见，+少见，-偶见。

(4) 野生动物现状调查与评价

根据中国动物地理区划分级标准，本项目所在区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区，地处内陆盆地，气候干燥，植被稀疏，野生动物的栖息生境单一。

根据相关资料，区域内栖息的主要野生脊椎动物 45 种，其中爬行类 6 种、鸟

类 19 种、哺乳类 20 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。野生动物种类详见表 5.3-12。

表 5.3-12 项目所在区域及周围主要脊椎动物的种类

中文名	学名	分 布	
		沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬形类			
1. 变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+	+
2. 东疆沙蜥	<i>P. grumgriximaloi</i>	++	+
3. 快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	++	+
4. 荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	++	+
5. 东方沙蜥	<i>Erys tataricus</i>	+	+
6. 黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	+	+
二、鸟类			
7. 鸢	<i>Milvus korschum</i>	+	+
8. 雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+
9. 草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+
10. 苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>		+
11. 大鸨	<i>Otis tarda</i>		+
12. 小鸨	<i>Otis tetrax</i>		+
13. 棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>	+	+
14. 红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	+	+
15. 金雕	<i>Aquila rapax</i>	+	+
16. 毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+	+
17. 黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>	+	+
18. 短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	+
19. 小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+	+
20. 凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
21. 云雀	<i>Alauda arvensis</i>	+	+
22. 沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	+
23. 红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	+
24. 黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	+	+
三、哺乳类			
25. 大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	+	+
26. 狼	<i>Canis lupus</i>	-	+

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年）》及《新疆重点保护动物和植物名录（2021）》，该区域保护动物的种类及保护级别详见表 5.3-13。

表 5.3-13 项目区及其邻近区域的重点保护动物

保护级别		兽 类	鸟 类
国家	一级	蒙古野驴	/
	二级	鹅喉羚、草原班猫	鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼
自治区	一级	沙狐、虎鼬	/

项目所在地不是上述保护动物的主要觅食地、繁育地、栖息地，多集中在位于项目区东侧的卡拉麦里有蹄类自然保护区内，本项目东侧与卡拉麦里有蹄类自然保护区相距约 54km，相对位置关系见图 5.3-8。项目所在区域气候条件恶劣，保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限，再加人为活动的影响，野生动物种类活动较少。在现场踏勘过程中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。可见野生动物主要是蜥蜴、鼠类及鸟类。

5.3.6 区域沙化土地现状

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年）可知，古尔班通古特沙漠面积 48695km²，沙漠中的沙化土地面积 4666222.99hm²，其中沙质土地 4532361.18hm²（其中流动沙地 38997.61hm²，半固定沙地 1215775.51hm²，固定沙地 3223187.31hm²，沙化耕地 54400.75hm²）。项目区为半固定沙地，项目建设过程中不占用防沙治沙设施。具体见图 5.3-9。

5.3.7 水土流失现状

《阿勒泰地区水土保持规划》（2019~2030 年），项目区不属于水土流失重点预防区和重点治理区，水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

在井场、管线、滴西 121 集气站等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。项目区周围无居民区，地域空旷，扩散条件较好，类比新疆油田公司同类工程，项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，且施工期比较短暂、周边无居民区，地域空旷，大气扩散条件较好；施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工期的结束而停止排放，不会对周围大气环境影响产生明显影响。

6.1.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

(2) 管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在 2m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液可能进入地下含水层，对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

6.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 85~105dB (A)。根据现场调查，本项目声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

6.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境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分析

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是站场建设、管道敷设和道路建设过程中，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。

(2) 废弃物排放对土壤环境的影响分析

项目产生的管道试压废水污染物主要为悬浮物，主要用于项目区洒水抑尘；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；项目区周边无土壤环境保护目标，项目施工过程中不会对土壤环境产生明显影响。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

本项目总占地面积为 658500m²，其中永久占地 60550m²，临时占地 597200m²，临时占地主要为各类集输管线、道路、输电线等施工临时占用，永久占地主要为井场、滴西 121 集气站、道路及输电线路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑

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

（1）对植物影响分析

工程占地是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对植被造成一定的影响。

①工程占地对植物的影响分析

对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。各井场钻试工程施工结束后，井场内的植被尚未恢复，井场永久占地范围内几乎无植被生长，井场施工活动对植被影响很小；滴西 121 集气站、道路及电力线等永久占地范围内永久性的改变了土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。各类集输管线、道路和电力线等临时占地在工程结束后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较大的变化。地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。被破坏的地表植被将在一定时期内逐步恢复。

本项目总占地面积为 658500m^2 ，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标计算，项目区属于强烈发展的荒漠化，生物生产量按照 $1.4\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，生物损失量为 88t/a ，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

②施工人员活动对植物的影响分析

项目开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区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。

③对保护植物梭梭、白梭梭的影响分析

评价区域内占优势的自然植被是梭梭和白梭梭，整个区域的植被覆盖度约为 15%~20%。梭梭在评价区域内为广布种，植被盖度较低，由上述计算可知，工程造成的梭梭和白梭梭生物损失量较少，因此本工程不会对梭梭和白梭梭在区域的分布产生影响。

对管线敷设过程及道路建设等临时占地施工时，应尽量避免对梭梭和白梭梭的扰动，特别是梭梭和白梭梭集中生长的地方，无法避开的，在施工过程中尽量减少碾压，保护其根系，施工结束尽快平整、恢复地貌，尽可能减少对梭梭和白梭梭的损害。永久占地尽量选在植被稀疏区，加强对施工人员的环保宣传，尽最大可能保护梭梭和白梭梭等荒漠植被。

（2）对野生动物影响分析

施工期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项目占地，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。井场、管线和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，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动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

项目开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、气田设施有规律地相间组成。本项目占地面积较小，且项目区周边有已开发的气田生产区，项目实施后可以与现有的气田开发区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目井场、集气站、管线及道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。气田开发建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型主要为未利用沙地，地表植被稀疏，由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。并且由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区植被盖度较低，在 15%~20%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

6.1.7 对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，施工期井场、集气站、管线、道路及输电线路等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用站场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，在集输管线上方和道路两侧铺设草方格，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3a~5a 时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

6.1.8 水土流失影响分析

本项目的开发建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、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、道路所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

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。本工程地面建设的内容主要为井场、集气站、道路及管线建设等。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。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。在单井采气管线、输气干线及集气干线上方和道路两侧均设置 1m×1m 的芦苇草方格，可有效减少风蚀量。

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排

放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90m×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为沙地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20a 气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20a	-42.8℃	43.1℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		43.1
最低环境温度/℃		-42.8
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候

是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染源参数

本项目污染源参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 面源污染源参数一览表

名称	面源起点坐标 (m)		海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	污染物排放速率 (t/a)
	X	Y							NMHC
采气井场无	5010334	15554519	571	30	25	1	8760	正常工况	0.008
滴西 121 集气站	5009056	15553046	577	90	85	2	8760	正常工况	0.0846
克拉美丽天然气处理站	5018292	15563668	607	50	30	2	8760	正常工况	0.0511

(6) 预测结果

各采气井场占地面积相同，非甲烷总烃排放量相同，本次预测只选取其中一座进行预测，预测结果详见表 6.2-5。

表 6.2-5 NMHC 预测结果一览表

采气井场			滴西 121 集气站			克拉美丽天然气处理站		
离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	12.136	0.61	10	15.797	0.79	10	23.926	1.2
25	17.322	0.87	25	19.484	0.97	25	36.341	1.82
50	13.067	0.65	50	25.625	1.28	38	40.163	2.01
75	9.3781	0.47	80	29.507	1.48	50	38.679	1.93
100	7.0283	0.35	100	28.466	1.42	100	28.37	1.42
200	3.1329	0.16	200	18.81	0.94	200	14.996	0.75
300	1.8735	0.09	300	13.109	0.66	300	9.4674	0.47
400	1.2881	0.06	400	9.751801	0.49	400	6.6774	0.33
500	0.95972	0.05	500	7.6129	0.38	500	5.0539	0.25
600	0.75294	0.04	600	6.1588	0.31	600	4.0044	0.2

700	0.61882	0.03	700	5.1204	0.26	700	3.2827	0.16
800	0.51662	0.03	800	4.3486	0.22	800	2.7613	0.14
900	0.44051	0.02	900	3.7556	0.19	900	2.3815	0.12
1000	0.38194	0.02	1000	3.2888	0.16	1000	2.072	0.1
1100	0.33566	0.02	1100	2.913	0.15	1100	1.8261	0.09
1200	0.29831	0.01	1200	2.6067	0.13	1200	1.6267	0.08
1300	0.26762	0.01	1300	2.3506	0.12	1300	1.4623	0.07
1400	0.24202	0.01	1400	2.1369	0.11	1400	1.3247	0.07
1500	0.22039	0.01	1500	1.9529	0.1	1500	1.2082	0.06
1600	0.2019	0.01	1600	1.7949	0.09	1600	1.1083	0.06
1700	0.18594	0.01	1700	1.6581	0.08	1700	1.022	0.05
1800	0.17206	0.01	1800	1.5378	0.08	1800	0.94664	0.05
1900	0.15987	0.01	1900	1.432	0.07	1900	0.88047	0.04
2000	0.14911	0.01	2000	1.3385	0.07	2000	0.82193	0.04
2100	0.13955	0.01	2100	1.2553	0.06	2100	0.76984	0.04
2200	0.131	0.01	2200	1.1805	0.06	2200	0.72322	0.04
2300	0.12332	0.01	2300	1.1127	0.06	2300	0.68129	0.03
2400	0.11639	0.01	2400	1.0655	0.05	2400	0.64341	0.03
2500	0.1101	0.01	2500	1.0086	0.05	2500	0.60905	0.03
下风向 最大质 量浓度 及占标 率	17.322	0.87	/	29.507	1.48	/	40.163	2.01

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，滴西 12 采气站拆除，减少了二氧化硫、氮氧化物及颗粒物的排放，项目实施后对区域大气环境影响较小。

(7) 火炬检修时大气环境影响分析

在开停车、检修等非正常工况时，天然气接入火炬，点燃放空处理。预计每年检修 1 次。检修期先进行关井，集气站设备剩余气体进入火炬点燃，点燃时间较短，污染物产生量较少，对环境的影响小。

(8) 大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变；井场、滴西 121 集

气站和克拉美丽天然气处理站边界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

大气环境影响评价自查表见附件 4。

6.2.2 运营期水环境影响分析

（1）水文地质条件概况

①地质地貌条件

拟建项目在准噶尔盆地腹部地区，沉积了巨厚的中、新生界地层，地表为第四系风成沙漠所覆盖。根据钻探资料，在该区揭露了第三系两组地层，下部为中新统塔西河组，上部为上新统独山子组。其岩性为石英砂岩、细砂岩与泥岩互层，局部夹有泥质砂岩，底部有少量的泥质小砾岩，具有明显的下粗上细的沉积特征。第四系地层不整合于上新统独山子组上部，基本上是风积成的灰白、灰黄色中细砂，在项目区域广泛分布，沉积厚度在 50m 左右，局部夹有亚粘土层。

在大地构造上，项目区处于准噶尔断陷盆地中。南部为中央凹陷，北部为莫西凹陷。在断陷盆地中的陆梁隆起带即石西地区的东北方向发育有两条断裂，上盘为侏罗系中统头屯河组，下盘为侏罗系下统三工河组。可能成为第三系含水层与下部老地层中含水层的过水通道。从地质构造和地层岩性孔隙—裂隙发育程度而言，在断陷盆地的中心，形成了一个良好的储水构造。

②水文地质特征

根据该区域已钻探的滴水 7 号井、8 号井的水文资料以及石西、彩南油田水源地供水水文地质勘探报告综合分析，项目区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约 200m 左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在 50m~150m；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水及第四系松散岩类承压水。

本区主要含水层水文地质特征如下：

第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗

粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。

第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。

③地下水补径排情况

项目区北部三个泉洼地的一条断层，阻断了盆地南北两盘的地下水水力联系。项目区北部三个泉洼地以北的地层层间水补给来源主要来自于乌伦古河水系，项目区内地下水主要来自南部天山水系的洪水补给。

由于项目区位于干旱沙漠地区，距离南部天山水系补给源较远，总体来说地下水较为贫乏。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，正常工况下项目无废水外排，运营期不会对地下水产生不利影响。

项目区浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩和第四系松散岩，第三系粉砂岩、细砂岩深部承压水含水层的顶板埋深一般在 50m~100m。第四系松散岩含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，承压含水顶板埋深多 > 60m，潜水位埋深较大（10~50m）。本项目采出水回注地层为 4730m 左右，可见，采出水回注地层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度；回注井在钻井过程中井口表层套管的下土深度为 500m，远远超出本区域地下水含水层深度，有效隔断了油井与含水层之间的联系；回注井施工过程中采用下套管及注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，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。而 4730m 深度的地层中的水无开采利用的可能及价值，且处理后的水达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和企业内部标准《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中回注水水质要求，因此不存在污染地下水的可能，气田注水不会对地下水产生影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

非正常工况下，本项目单井采气管线、输气管线及采气管线破损泄漏导致凝析油外泄，污水储罐破裂导致含油污泥外泄以及井下作业时发生井漏事故时，均由可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

类比克拉美丽气田其他集气站及克拉美丽天然气处理站，由于运营期环境管理措施落实到位，加之污水储罐为地上式设计，发生泄漏事故可及时发现，截止目前尚未发生过因污水储罐泄漏而导致污染地下水事故的发生。土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50m~100m，泄漏的凝析油进入地下水的可行性很小，通过定期对设备进行检修，可将事故发生的概率将至最低。加之风险应急体系完备，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

6.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为滴西 121 集气站内设备、机泵、井下作业各设备及巡检车辆等，源强 60~100dB (A)，采气井场四周设栅栏，滴西 121 集气站四周设围墙。采取低噪声设备、基础减震，并经距离衰减后可降低噪声值。

(1) 预测模式

鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》(HJ2.4-2009)中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工

作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \right) \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1 L_{A_{in,i}}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1 L_{A_{out,j}}} \right]$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

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

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB (A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB (A)。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要分布在集气站和井场，噪声源强为 85~100dB (A)，设备选用低噪设备，并采取设置隔声间、基础减震等措施，衰减量按 25dB (A) 计，其运行噪声不高于 75dB (A)。

(3) 预测结果

11 座井场尺寸产噪设备、源强基本相同，本次评价以其中一座为例，根据以上公式，预测项目建成后井场及滴西 121 集气站厂界四周噪声贡献值见表 6.2-6、图 6.2-1 和图 6.2-2。

表 6.2-6 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

位置		噪声贡献量[dB (A)]	评价标准[dB (A)]	是否达标
滴西 121 集气站	北厂界	45	60	达标
	东厂界	40	60	达标
	南厂界	42	60	达标
	西厂界	54	60	达标
单座井场	北厂界	54	60	达标
	东厂界	53	60	达标
	南厂界	58	60	达标
	西厂界	56	60	达标

由预测结果可知：井场、滴西 121 集气站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求；克拉美丽天然气处理站新增设备产噪较小，厂界噪声值仍可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区限值要求。项目区声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象。

综上所述，本项目运营期不会对周围声环境产生明显的影响。

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到油 100%回收，固体废物主要为废脱汞剂、清罐废渣、清管废渣、废防渗材料和落地油。脱汞剂属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW29 含汞废物，其余均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后临时贮存在克拉美丽天然气处理站危险废物临时储存场暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。采气一厂与克拉玛依市博达环保科技有限公司、克拉玛依拓源化工有限公司签订危险废物处置协议，产生的危险废物均可得到妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

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、管线泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品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，本项目风险潜势很低，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。

事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型。《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型评价工作等级为三级的建设项

目，预测方法可采用定性描述或类比分析法进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。

本次评价引用《克拉美丽气田滴西 14、滴西 17、滴西 18、滴西 179、滴西 323 井区 2018 年开发建设地面工程（第二批）竣工环境保护验收调查表》DXHW1796 井场内石油烃和《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区（2011~2020）后评价环境影响报告书》滴西 14 集气站和克拉美丽天然气处理站内的《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目、石油烃的监测数据进行类比。DXHW1796 为采气井，井的类型、生产工艺与本项目相同，具有可比性；新建滴西 121 集气站与滴西 14 集气站集输工艺基本相似，具有可比性。具体监测数据见表 6.2-7。

表 6.2-7 DXHW1796 石油烃监测数据一览表

监测点位	监测项目	标准值 (mg/kg)	实测值 (mg/kg)	达标情况
DXHW1796	石油烃	4500	<6	达标

表 6.2-8 克拉美丽天然气处理站及滴西 14 集气站土壤环境监测结果一览表

序号	污染物项目	单位	标准限值 (mg/kg)	克拉美丽天然气处理站监测结果			滴西 14 集气站 0~20cm
				0~50cm	50cm~150cm	150cm~300cm	
1	砷	mg/kg	60	7.56	6.97	7.08	7.64
2	镉	mg/kg	65	0.09	0.09	0.08	0.04
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
4	铜	mg/kg	18000	25	24	25	27
5	铅	mg/kg	800	24	15	20	18
6	汞	mg/kg	38	0.043	0.077	0.134	0.065
7	镍	mg/kg	900	22.0	17	20	24
8	四氯化碳	μg/kg	2.8	<0.13	<0.13	<0.13	<0.13
9	氯仿	μg/kg	0.9	<1.1	<1.1	<1.1	<1.1
10	氯甲烷	μg/kg	37	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg	9	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg	5	<1.3	<1.3	<1.3	<1.3
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg	66	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596	<1.3	<1.3	<1.3	<1.3
15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4

序号	污染物项目	单位	标准限值 (mg/kg)	克拉美丽天然气处理站监测结果			滴西 14 集 气站
				0~50cm	50cm~150cm	150cm~300cm	0~20cm
16	二氯甲烷	μg/kg	616	<1.5	<1.5	<1.5	<1.5
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg	5	<1.3	<1.3	<1.3	<1.3
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6.8	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
20	四氯乙烯	μg/kg	53	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840	<1.3	<1.3	<1.3	<1.3
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2.8	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
23	三氯乙烯	μg/kg	2.8	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	0.5	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
25	氯乙烯	μg/kg	0.43	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
26	苯	μg/kg	4	<1.9	<1.9	<1.9	<1.9
27	氯苯	μg/kg	270	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
28	1,2-二氯苯	μg/kg	560	<1.5	<1.5	<1.5	<1.5
29	1,4-二氯苯	μg/kg	20	<1.5	<1.5	<1.5	<1.5
30	乙苯	μg/kg	28	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
31	苯乙烯	μg/kg	1290	<1.1	<1.1	<1.1	<1.1
32	甲苯	μg/kg	1200	<1.3	<1.3	<1.3	<1.3
33	间二甲苯+ 对二甲苯	μg/kg	570	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
34	邻二甲苯	μg/kg	640	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
35	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09
36	苯胺	mg/kg	260	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004
37	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	<0.06	<0.06	<0.06
38	苯并(a) 蒽	mg/kg	15	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
39	苯并(a) 芘	mg/kg	1.5	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
40	苯并(b) 荧蒽	mg/kg	15	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2
41	苯并(k) 荧蒽	mg/kg	151	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
42	蒽	mg/kg	1293	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
43	二苯并 (a,h) 蒽	mg/kg	1.5	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
44	茚并 (1,2,3-	mg/kg	15	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1

序号	污染物项目	单位	标准限值 (mg/kg)	克拉美丽天然气处理站监测结果			滴西 14 集 气站
				0~50cm	50cm~150cm	150cm~300cm	0~20cm
	cd) 茈						
45	苯	mg/kg	70	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09
46	石油烃	mg/kg	4500	68	71	78	69

由表 6.2-7 和表 6.2-8 可知, 土壤环境质量各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值要求, 天然气开采对开发区域内土壤影响很小, 即本项目不会对土壤环境质量产生不良影响。

6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地, 临时占地正在进行自然恢复。随着施工人员撤离作业区域, 人类活动和占地都将减少, 野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。本项目运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响, 但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作, 员工的环保意识, 特别是对野生动物的保护意识不断加强, 对野生动物不会产生太大影响。

6.3 退役期影响分析

退役期内, 各种机械设备停用, 工作人员陆续撤离, 大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的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。在此过程中, 将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物, 对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集, 管线外运经清洗后可回收再利用, 废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理, 可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各生产井均使用水泥灌注进行封井, 将井筒与地下水含水层彻底隔离, 有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染, 退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后, 永久性占地范围内的水泥平台被清理, 人员撤离, 区域内没

有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6.4 环境风险分析

6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为凝析油、天然气。风险单元为滴西 121 集气站、单井采气管线、输气干线及集气干线，计算风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1 本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	风险物质在线量（t）		风险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
滴西 121 集气站	凝析油	0.055	2500	0.00002	I
	天然气	0.03	10	0.003	
单井采气管线	凝析油	0.00017	2500	0.00001	I
	天然气	0.0072	10	0.00072	
输气干线	凝析油	0.00014	2500	0.00001	I
	天然气	0.0058	10	0.00058	
集气干线	凝析油	0.086	2500	0.00003	I
	天然气	3.76	10	0.376	

根据上表计算结果可知，本项目的 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

6.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，项目区周围无环境风险敏感目标。

6.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为凝析油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2 原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	凝析油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300℃～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%～6.4%（v）自然燃点 380℃～530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%～14%（v）自然燃点 482℃～632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物物品表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、原油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的天然气和油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

③站场危险性识别

滴西 121 集气站和克拉美丽天然气处理站内设备可能因设备质量、施工、操作运行和管理等各环节存在缺陷和失误，造成站内设备或管线发生穿孔、破裂等事故。发生的风险事故为站内设备破损造成油气泄漏，对周围环境造成直接影响，泄

漏物质若遇明火可能发生火灾、爆炸。

④酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

（3）风险类型识别

本项目环境风险类型主要为油气泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、站内设备发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

6.4.4 环境风险分析

（1）对土壤的影响分析

各类集输管线中含油凝析油，发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

凝析油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

（3）对地下水环境的影响

集输管线发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

（4）对大气环境的影响分析

集输管线及站内设备发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时窒息死亡。天然气及凝析油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（5）酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

酸化液和压裂液罐车发生泄漏后，泄漏的酸化液和压裂液可能对土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强日常管理和维护，发生泄漏事故的几率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

6.5 环境风险事故防范措施

6.5.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施,严格遵守井下作业的安全规定,在井口安装防喷器和控制装置,杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井,保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主,声幅、变密度测井选择最佳时间测井,测深要达到要求。

(3) 井下作业时要求带罐操作,最大限度避免落地原油产生,原油落地侵染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(5) 在井架上、井场路口等处设置风向标,以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(6) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(7) 井下作业时要求带罐操作,原油 100%回收,而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

(8) 事故状态下天然气全部燃烧放空,凝析油同采出水一同进入放喷池中收集,事故结束后由罐车拉运至克拉美丽天然气处理站处理。事故状态下产生的事故废水集中收集后送至彩南联合站采出水处理系统处理。

6.5.2 油气集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 建立施工质量保证体系,提高施工检验人员水平,加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工,并对其施工质量进行监理。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，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，使危害影响范围减小到最低程度。

(5) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 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。

(7) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(8) 定期对各井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

(9) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

6.5.3 站场环境风险事故防范措施

①平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位。

②在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

③按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。站场内的装置区为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

④在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

⑤优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

6.5.4 酸化液及压裂液泄漏事故风险防范措施

(1) 采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐。

(2) 加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏。

(3) 液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出。

(4) 罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

6.5.5 环境风险应急措施

(1) 应急处置措施

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，上层能收集的凝析油回收送克拉美丽天然气处理站凝析油稳定装置处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《中国石油新疆油田分公司采气一厂克拉美丽采气作业区突发环境事件应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，应将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司采气一厂克拉美丽采气作业区突发环境事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。《中国石油新疆油田分公司采气一厂克拉美丽采气作业区突发环境事件应急预案》已在阿勒泰地区生态环境局福海县分局进行了备案（备案编号：654323-2020-03-L）。

本项目环境风险简单分析内容详见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	滴西 121 井区侏罗系头屯河组气藏产能调整地面工程
建设地点	项目行政隶属于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县，西北距福海县约 212km，西北距克拉玛依市中心城区约 223km。
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为凝析油、天然气，主要分布在滴西 121 集气站、集输干线及克拉美丽天然气处理站
环境影响途径及危害后果	管线、设备发生破损造成凝析油和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂克拉美丽采气作业区突发环境应急预案

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

(2) 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。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

7.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到

“工完、料尽、场地清”。

(4) 施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头、废旧供水设备等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对城市景观造成不良影响。

7.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

7.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。

(2) 施工结束后，对单井井场和集气站进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

(3) 设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物（尤其是自治区一级保护植物——梭梭、白梭梭），最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(4) 管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，各类集输管线宽度不得超过

8m，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，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；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。

（5）各类集输管线上方及道路两侧设置 $1\text{m} \times 1\text{m}$ 的芦苇草方格，芦苇插入深度控制在 $25\text{cm} \sim 30\text{cm}$ ，外露高度为 $15\text{cm} \sim 20\text{cm}$ ，管线草方格固沙宽度为 8m ，道路两侧固沙宽度为 12.5m 。

（6）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（7）确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

（8）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

（9）施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

（10）加强施工期环境监理，监理的重点内容：站场建设、管线和道路等工程施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

7.1.7 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立井场。

（2）井场用砾石铺垫，减少扬尘；施工区域四周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。

（3）严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

（4）管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，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；管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。管线施工产生的临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，分段施工可重复使用。

(5) 各类集输管线上方及道路两侧设置 $1\text{m} \times 1\text{m}$ 的芦苇草方格，芦苇插入深度控制在 $25\text{cm} \sim 30\text{cm}$ ，外露高度为 $15\text{cm} \sim 20\text{cm}$ ，管线草方格固沙宽度为 8m ，道路两侧固沙宽度为 12.5m 。

(6) 建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

(7) 工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

(8) 施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实提高保护生态环境的意识。

7.1.8 防沙治沙生态环境保护措施

为避免项目区土壤沙化，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》、《国家林业局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》中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

(1) 土地临时使用过程中发现土地沙化的，应当及时报告当地人民政府。

(2) 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。

(3) 优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填。

(4) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

(5) 严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭、白刺等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

(6) 加强运营期管理, 密切观察项目区土地沙化情况, 在各类集输管线上方和道路两侧均设置 $1\text{m} \times 1\text{m}$ 的草方格固沙。

(7) 严禁在大风天气下施工, 特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等, 避免在大风天气作业, 造成风蚀影响。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气污染防治措施

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; 定期对井场的设备、阀门等检查、检修, 以防止跑、冒、漏现象的发生。

(3) 井口采出物采用密闭集输, 定期对集输管线进行巡检, 以便及时发现问题, 防止原油、天然气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

(2) 加强生产管理, 减少烃类的跑、冒、滴、漏, 做好采油(气)井的压力监测, 并准备应急措施。

(3) 站内设备及其管道在开停工(车)、检维修和清洗时, 在退料阶段将残存物料退净, 并用密闭容器收集, 退料过程的气体排至站内火炬系统燃烧放空。

(4) 根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中的相关要求, 定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测。

在采取上述措施后, 井场、滴西 121 集气站和克拉美丽天然气处理站厂界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中企业边界污染物控制要求。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处理方案

井下作业均带罐作业, 井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理, 不外排。

(2) 地下水污染防治措施

①采取源头控制措施, 使用先进、成熟、可靠的工艺技术, 良好合格的防渗材

料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，不外排。

③定期做好井场的设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

④设备定期检验、维修、保养，定期对油气井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤分区防渗

项目主要污染物为石油类，属于持久性污染物，天然包气带防污特性为弱（包气带渗透系数为 $0.37\text{m/d} \sim 0.43\text{m/d}$ ）。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表划分本项目的防渗分区。

将滴西 121 集气站划分为重点防渗区和简单防渗区，重点防渗区主要为污水罐、沉降罐区、管汇橇、三相分离橇、压缩机增压橇、发球筒及火炬除液器处为一般防渗区，仪表间、配电间、工具间等为简单防渗区；将井场的放喷池划为重点防渗区；克拉美丽天然气处理站新建段塞流捕集器橇、生产分离器橇及脱固体杂质橇为重点防渗区。重点防渗区防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，井场放喷池铺设 2mm 厚 HDPE 防渗膜，井下作业时铺设防渗膜；简单防渗区为一般地面硬化。

⑥污染监控

项目区周边地下水监测井比较少，按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用作业区已有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于 1 个。

⑦应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、

各专业应急力量支援行动。

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各井场、滴西 121 集气站和克拉美丽天然气处理站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收。

(2) 废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣和废防渗膜及落地油集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

(3) 废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣和废防渗膜及事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）。转移危险废物应按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(4) 按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

(5) 危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

(6) 按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

(7) 按照贮存原油、含油废物等的容器或构筑物的清淤年限，及时清淤并妥

善处置。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

7.2.5 运营期土壤污染防治措施

(1) 源头控制

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。项目产生的废物均可得到妥善处置，从源头减少污染物的产生。

(2) 防渗措施

井场的具体防渗措施见“7.2.1 运营期废水污染防治措施”章节。

7.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定时巡查井场设备设施等，严防凝析油跑、冒、滴、漏，避免泄露油品污染生态环境。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

(4) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

(5) 严禁捕杀任何野生动物，在井区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

7.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求要求进行封井回填，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

7.3.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7.3.5 退役期生态环境保护措施

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

7.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

（2）井场生态恢复治理

各生产井封井时需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，并按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填，防止发生油水窜层；拆除井场各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

各类集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用

盲板封堵。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。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。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.4 环境保护措施可行性分析

项目属于克拉美丽气田滴西 121 井区改扩建，本次评价类比克拉美丽气田同类项目来说明采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性。克拉美丽气田开发多面来，油气集输均采用密闭集输工艺，且近年来实际生产运行过程均未发生环境风险事故，各类油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。

根据《新疆油田公司采气一厂克拉美丽采气作业区（2011~2020）后评价环境影响报告书》结论可知，作业区内无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值，油田开发对区域环境空气质量影响不大，采取的大气污染防治措施基本有效；声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，气田开发对周围声环境影响较小，采取的噪声污染防治措施基本有效；克拉美丽天然气处理站采出水处理系统出水水质可满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）回注水质要求，采取的废水处理措施基本有效；产生的固体废物均得到妥善处置，没有对周围环境产生重大不利影响；永久性占地地面均进行了硬化处理，临时性占地范围内草本植被已经恢复，井场、管道及道路两侧铺设草方格，气田的开发建设和运营对周边生态环境影响较小，采取的污染防治措施有效。

综上所述，本项目采取的环境保护措施基本与克拉美丽气田现有的环境保护措施相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在气田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本项目采取的环境保护措施技术可行性、经济合理性、可以达到长期稳定运行和达标排放。

7.5 环保投资分析

项目总投资 16212.45 万元，环保投资约 883 万元，占总投资的 5.45%，详见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资 (万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复；铺设草方格	/	687
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	10
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	6
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	5
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	40
	废水	井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液	集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理	/	35
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	5
	固体废物	废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣和废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		50
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	地面设施	10
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	15
环境管理		环境监理	防渗措施落实情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	20
合计					883

7.6 依托可行性分析

7.6.1 依托设施环保手续履行情况

天然气依托克拉美丽天然气处理站浅冷处理工艺处理，凝析油依托克拉美丽天然气处理站凝析油稳定装置处理，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液依托彩南联合站处理，危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置，依托设施的环保手续履行情况见表 7.5-1。

表 7.5-1 项目依托工程环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	天然气及凝析油	克拉美丽气田开发建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环监函〔2009〕327号	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2014〕99号
2		中国石油新疆油田分公司克拉美丽气田开发调整建设工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2014〕1288号	2018年12月26日通过自主验收（第一批）
3		中国石油新疆油田分公司克拉美丽气田开发调整建设工程（变更）环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2015〕1298号 2015年11月25日	2018年6月12日通过自主验收
4		克拉美丽气田增压及深冷提效工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2018〕1089号	2020年9月19日完成验收
5	井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液	中国石油新疆油田分公司（彩南油田作业区）彩南污水处理系统改扩建工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2014〕880号	原昌吉州环境保护局 昌州环评〔2017〕66号
6	废脱汞剂	克拉玛依拓源化工有限公司10000t/a乙炔法生产聚氯乙烯催化剂项目汞回收装置原料变更项目	原新疆生产建设兵团环境保护局 兵环审〔2015〕231号	原新疆生产建设兵团环境保护局 兵环验〔2016〕198号
7		克拉玛依拓源化工有限公司新增蒸馏炉技术改造项目	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2018〕8号	2020年12月通过自主竣工环境保护验收

7.6.2 天然气处理依托可行性分析

克拉美丽天然气处理站浅冷处理装置的处理工艺见 3.1.2 克拉美丽天然气处理站建设现状章节，单座装置设计处理能力 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $90 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新建产能 $36 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，克拉美丽天然气处理站浅冷处理装置富余处理能力可满足本项目需求。

7.6.3 凝析油依托可行性分析

克拉美丽天然气处理站凝析油稳定装置的处理工艺见 3.1.2 克拉美丽天然气处理站建设现状章节，装置设计处理规模 500t/d，实际处理量为 293t/d，富余处理能力 207t/d，本项目新建增量为 5.8t/d，克拉美丽天然气处理站凝析油稳定装置富余处理能力可满足本项目需求。

7.6.4 井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液依托可行性分析

彩南联合站采出水处理系统始建于 1994 年，设计处理能力为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“离子调整旋流反应技术”为核心的“重力除油旋流混凝反应+斜板沉降+压力过滤工艺”，增加“一级双滤料+二级纤维束”过滤器过滤，过滤后出口水质满足相应的标准后进入注水系统回注油藏。彩南联合站采出水处理系统设计处理能力为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理能力为 $8500 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理量为 $7000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本工程新增废水量约为 $14.4 \text{m}^3/\text{d}$ （合计为 $5246.78 \text{m}^3/\text{d}$ ），其富余处理能力和处理工艺可以满足本工程需求。

7.6.5 危险废物处置依托可行性分析

（1）清罐底泥、清管废渣和废防渗材料

清罐底泥、清管废渣和废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。采气一厂与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司已签订危险废物处置合同，且目前项目区附近有 2 家 HW08 类具有相应危险废物处理资质的单位，单位名称、许可证编号、处理规模等详见表 7.5-2。

表 7.5-2 危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营地址	许可证编号	处理规模 (t/a)	有效期终止 时间
1	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾 风城油田作业区重 32#区北侧	6502040039	1880000	2024 年 8 月 29 日
2	克拉玛依华隆生态 科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾 (区) 哈格路以南 217 国道以西	6502050061	100000	2023 年 8 月 17 日

项目实施后新增的危险废物的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。

(2) 废脱汞剂

废脱汞剂集中收集后交由克拉玛依拓源化工有限公司，采气一厂已与克拉玛依拓源化工有限公司签订危险废物处置协议。克拉玛依拓源化工有限公司位于兵团第七师五五工业园南区内。该公司现有 1 套汞回收装置，设计处理规模为 10000 吨/年（废汞触媒 6000t/a、含汞废物 3000t/a、含硒废物 1000t/a），采用焙烧工艺和蒸馏工艺处理含汞废物和含硒废物。

①焙烧工序

蒸馏炉渣、含汞废物、含硒废物按一定比例（蒸馏炉渣:含汞废物:含硒废物=6:3:1）混合进入反应釜内，生石灰和氢氧化钠配制成一定浓度的碱液，以高温蒸汽加热的方式进行浸泡，产生的废液流入废液池。下一周期浸 2h 再加碱液，水不足时通过水泵由废液池打入浸泡池。然后放入中间槽存储，以使氯化汞完全转化为氧化汞，硒化汞部分转化为硒酸钙，脱水后送旋转烘干窑烘干，脱去物料中 90%以上水份，烘干热源采用焙烧炉废热，减少焙烧阶段不必要的能源消耗。

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

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

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

②蒸馏工序

废汞触媒放入混合反应釜内，生石灰和氢氧化钠配制成一定浓度的碱液，以电加热的方式进行浸泡，产生的废液流入废液池。下一周期浸 2h 再加碱液，水不足时通过水泵由废液池打入浸泡池。然后放入中间槽存储，以使氯化汞完全转化为氧化汞，脱水后送旋转烘干窑烘干，烘干窑使用焙烧炉余热，脱去物料中 90% 以上水份后进入蒸馏工序处理，烘干废气进入焙烧炉系统随汞回收装置废气排出。物料经预处理脱水后送旋转烘干窑烘干，脱去物料中 90% 以上水份，烘干热源采用焙烧炉废热，减少焙烧阶段不必要的能源消耗。

经混合反应釜加热反应后的废汞触媒经转料车进入中间过渡存料仓，再经斗式提升机进入进料仓，在进料仓经分料加料斗计量进入蒸馏炉。开启水封槽和列管冷却器循环冷却水，启动电加热装置平稳升温蒸馏，温度控制在 $700\sim 800^{\circ}\text{C}$ ，此温度下， HgO 加热分解成汞蒸汽。控制炉内负压符合要求，蒸馏一段时间后，从底部取样孔取样，检测物料含汞量符合要求后，关闭加热系统，调整炉内负压，保持冷却系统运行，打开排气风机，汞蒸汽分别经两级冷凝器、列管冷却器和缓冲罐收集后

进入集汞槽，再经洗汞槽清洗后即可得到产品汞，汞由此得到了回收，尾气经焙烧炉含汞废气处理系统处理。开启底部冷渣器冷却水，启动排渣机，打开底部排渣阀，排出炉内废渣。经蒸馏炉蒸馏脱汞后的蒸馏渣（主要为活性炭），仍含有一定的热值，经渣冷却器冷却后排入集渣池，作为流态化焙烧炉燃料，用于处理含汞、含硒废物生产过程。

（3）尾气处理工序

蒸馏炉负压操作，产生的烟气含有汞蒸汽、水蒸汽，粉尘含量较小，不需要进行除尘操作。蒸馏炉内的汞蒸气通过管道流入冷凝水箱进行第一次冷凝，冷凝水箱内未完全冷凝的汞蒸气进入列管冷凝塔进行第二次冷凝，经冷凝后收集蒸馏废气中大部分汞，剩余含汞废气通过管道进入高锰酸钾洗涤净化塔，采用高锰酸钾洗涤，进入除尘除雾器进行除尘，再经低温等离子和脱汞剂吸附后，经 32m 高排气筒排放。

本项目产生的废脱汞剂相对于克拉玛依拓源化工有限公司的处理能力所占比例较小，可满足本项目需求。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

采气一厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，克拉美丽采气作业区负责本项目生产运行期的环境管理工作，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，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。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，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）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和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，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及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，

不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

结合本项目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：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅审批本工程的环境影响报告书，阿勒泰地区生态环境局及阿勒泰地区生态环境局福海县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.2.5 施工期环境管理

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。井场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、阿勒泰地区生态环境局福海县分局
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
4	声环境	选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理		

8.2.6 运营期环境管理

(1) 建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

(2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

(3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

(4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

(5) 项目运行后 3 至 5 年内，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	采出物采用管线密闭集输，加强对各井场的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测	中国石油新疆油田分公司采气一厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、阿勒泰地区生态环境局福海县分局
2	水环境	井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，不外排		
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物处置	废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣、废防渗材料及落地油集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被；各类集输管线上方铺设草方格；在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司采气一厂	阿勒泰地区生态环境局福海县分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至克拉美丽天然气处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

8.2.8 事故风险的预防与管理

(1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。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、管道腐蚀和失误操作。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、经济等方面能够解决的，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管措施，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）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、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，向上级汇报事故动态，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。其次是利用已有的通讯设备，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）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，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。在日常生活中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。

8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1～表 8.3-3。

表 8.3-1 本项目无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	处理效率 (%)	实际排放量 (t/a)	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
							厂界浓度 (mg/m ³)	长 (m)	宽 (m)	排放高度 (m)	
1	采气井场 (11 座)	NMHC	0.088	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件,运营期加强检修	/	0.088	4	30	25	1	8760
2	滴西 121 集气站	NMHC	0.0846		/	0.0846	4	90	85	2	8760
4	克拉美丽天然气处理站	NMHC	0.0511		/	0.0511	4	50	30	2	8760

表 8.3-2 本项目噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	排放浓度
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	85~105dB (A)	噪声	昼 60dB (A)、夜 50dB (A)	/
废水	采出水	送至滴西 121 集气站采出水处理系统处理	$4.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	石油类	/	/
	压裂返排液	集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理,不外排	$3432 \text{m}^3/\text{a}$	石油类	/	/
	井下作业废水		325.56t/a	石油类	/	/
	酸化返排液		905.6t/a	pH、石油类	/	/
	废洗井液		303.48t/a	石油类	/	/
	装置排污水	滴西 121 集气站装置排污水送至站内采出水处理系统处理,克拉美丽天然气处理站装置排污水送至站内采出水处理系统处理	280t/a	石油类	/	/
固体废物	废脱汞剂	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	$10 \text{m}^3/3\text{a}$	汞、石油类	/	/
	清罐底泥		123t/a	石油类	/	/
	清管废渣		0.07t/a	石油类	/	/
	沾油废物		2.2t/a	石油类	/	/
	落地油		123t/a	石油类	/	/

8.4 企业环境信息公开

项目实施后由中国石油新疆油田分公司采气一厂运营管理，采气一厂应参照《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可、废弃电器电子产品处理资格许可等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息；

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可、废弃电器电子产品处理资格许可等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环境监测与监控

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管

理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、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，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶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，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

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协助 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、法规和政策。

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。

环境监理工作计划及重点见表 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	各站场建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 站场硬化是否达到要求； 3) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理； 4) 防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设及道路建设现场	1) 管线及道路选线是否满足环评要求。 2) 管线及道路施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可	

序号	场地	监督内容	监理要求
		行的扬尘污染防治措施； 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被； 6) 草方格铺设情况	
3	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) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为	

8.5.2 运营期环境保护监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017) 和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南 (试行)》(HJ1209—2021)》相关规定，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	无组织废气	1 次/年	井场、滴西 121 集气站、克拉美丽天然气处理站厂界	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或运营单位自行监测
	噪声	1 次/季度	井场、滴西 121 集气站、克拉美丽天然气处理站厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量	地下水	1 次/半年	利用项目区下游已有水源井进行监测，一般不少于 1 个监测点	石油类	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类		
	土壤	1 次/3 年	滴西 121 集气站污油罐处设一个深层土壤监测点	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		
		1 次/年	滴西 121 集气站其他裸露区布设 1 个表层样	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		
		1 次/年	采气井场布设 1 个表层样	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目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环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 8.5-3。

表 8.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场、滴西 121 集气站及克拉美丽天然气处理站	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m ³
废水	采出水	石油类	滴西 121 集气站	送至滴西 121 集气站站内采出水处理系统处理	处理达标后回注气藏	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和企业内部标准《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）
	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液	COD、石油类	各井场	采用罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理	处理达标后回注油藏	查阅接收记录
噪声	各类机泵	噪声	各井场、滴西 121 集气站及克拉美丽天然气处理站	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固废	废脱汞剂	汞	克拉美丽天然气处理站	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议，落实危险废物转移联单
	清罐底泥	石油类	滴西 121 集气站			
	清管废渣	石油类	管线			
	废防渗材料	石油类	井场			
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、滴西 121 集气站及克拉美丽天然气处理站	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；草方格铺设情况；防沙治沙措施落实情况；水土保持措施落实情况；井场、管线周边自然植被恢复情况	

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
		环境管理	防渗措施落实情况；环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

9 环境影响经济损益分析

9.1 环境社会效益分析

9.1.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为井场、集气站、管线、道路和输电线路等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的 3~5 年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

9.1.2 社会效益分析

本项目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以及人民生活水平的提高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。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

9.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，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生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目概况

项目行政隶属于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县，西北距福海县约 212km，西北距克拉玛依市中心城区约 223km。

本项目拟在滴西 121 井区部署 11 口采气井，1 口采气井转注水井，新建 11 座采气井场、1 座注水井场、1 座集气站；新建单井采气管线 37.1km、滴西 12 采气站至滴西 121 集气站输气管线 4.1km、滴西 121 集气站至克拉美丽天然气处理站的高压集气管线 21km、注水管线 9km；对克拉美丽处理站进行改造；并配套建设供配电、仪表自动化、道路及消防等配套工程。项目实施后井区新增日产气为 $36 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产油 5.8t，日产水为 102m^3 。项目总投资 16212.45 万元，环保投资约 883 万元，占总投资的 5.45%。

10.2 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在区域 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、CO、 O_3 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。项目区 NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0 \text{mg}/\text{m}^3$ 要求， H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

（2）地下水

项目区地下水水质天然背景值较高，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

10.3 主要环境影响及环保措施

10.3.1 主要环境影响

（1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、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。由于气田开发的大部分区域地表植被稀疏，由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，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类，井场厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘。运营期废水为井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液，集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生

明显影响。

（4）噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及巡检车辆的交通噪声，运营期集气站、井场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求。本项目边无人群居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期固体废物主要为废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣、废防渗材料及事故状态下的落地油，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

项目涉及的危险物质为凝析油和天然气，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括站场事故风险、油气管线泄漏事故。发生泄漏时，泄漏的天然对周围大气环境产生一定的影响，对土壤、地下水及植被影响较小，泄漏的凝析油对土壤、植被、地下水会产生一定的影响。发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，

将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.3.2 环境保护措施

（1）生态环境

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对单井井场和集气站进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，各类集输管线宽度不得超过 8m，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放；各类集输管线及单井道路两侧设置 1m×1m 的芦苇草方格，管线草方格固沙宽度为 8m，道路两侧固沙宽度为 12.5m；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。

（2）大气环境

定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；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。

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀。

（3）水环境

管道试压废水污染物主要为悬浮物，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘。采出水及滴西 121 集气站内的装置排污废水送至滴西 121 集气站采出水处理装置处理；井下作业均带罐作业，井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，不外排；克拉美丽天然气处理站站内装置排污废水送至其站内采出水处理装置处理。采用高质量的单井管线

和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏。

（4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

施工期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

（5）固体废物

施工期建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

运营期固体废物主要为废脱汞剂、清罐底泥、清管废渣、废防渗材料及事故状态下落地油，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

（6）土壤环境

施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液集中收集后由罐车拉运至彩南联合站采出水处理系统处理，不外排；对井场放喷池进行防渗处理。

（7）环境风险

井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂突发环境应急预案。

10.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10.5 环境管理与监测计划结论

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

10.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，两次报纸公示和一次张贴公告，公示期间没有收到反馈。

10.7 总结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；本项目进行了三次网上公示、两次报纸公示和一次张贴公告，公示期间没有收到反馈。从环境保护角度论证建设可行。