新疆油田分公司采气一厂中佳2区块地面建设工程

环 境 影 响 报 告 书

（公示版）

建设单位：中国石油新疆油田分公司采气一厂

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：二〇二一年十月

目 录

1 概述.....1

1.1 项目背景.....1

1.2 建设项目主要特点.....1

1.3 环境影响评价过程.....1

1.4 项目环境问题的主要特点.....3

1.5 关注的主要环境问题.....3

1.6 项目可行性分析判定.....3

1.7 报告书主要结论.....4

2 总则.....5

2.1 编制依据.....5

2.2 评价目的与原则.....8

2.3 评价时段.....9

2.4 评价因子与标准.....9

2.5 评价等级与评价范围.....15

2.6 环境保护目标.....20

2.7 评价内容与重点.....20

2.8 环境功能规划.....21

2.9 相关规划及政策符合性分析.....22

3 勘探开发历程.....29

3.1 区域位置.....29

3.2 油气资源概况.....29

3.3 勘探及环境影响回顾.....30

4 建设项目工程分析.....33

4.1 建设项目概况.....33

4.2 项目建设内容.....33

4.3 环境影响因素识别及污染源分析.....40
4.4 总量控制指标.....47
4.5 清洁生产分析.....47
5 环境质量现状调查与评价.....52
5.1 自然环境现状调查与评价.....52
5.2 环境质量现状调查与评价.....56
6 环境影响预测与评价.....69
6.1 施工期环境影响预测与评价.....69
6.2 运营期环境影响预测与评价.....73
6.3 退役期影响分析.....80
6.4 环境风险分析.....81
6.5 环境风险事故防范措施.....85
7 环境保护措施论证分析.....89
7.1 施工期环境保护措施.....89
7.2 运营期环境保护措施.....91
7.3 退役期环境保护措施.....95
7.4 环保投资分析.....97
7.5 依托可行性分析.....98
8 环境管理与监测计划.....101
8.1 环境管理机构.....101
8.2 生产区环境管理.....101
8.3 污染物排放的管理要求.....107
8.4 企业环境信息公开.....109
8.5 环境监测与监控.....109
9 环境影响经济损益分析.....113

9.2 环境经济损益分析结论.....113

10 结论与建议.....115

10.1 建设项目概况.....115

10.2 环境质量现状结论.....115

10.3 污染物排放情况结论.....115

10.4 环境保护措施.....117

10.5 经济损益性分析.....118

10.6 环境管理与监测计划.....119

10.7 总结论.....119

1 概述

1.1 项目背景

中佳2井区行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起东南翼中佳鼻凸。2013年8月中国石油新疆油田分公司部署实施了中佳2_H水平井，该井于2014年4月完钻，分15级压裂试油，5.5mm油嘴高压三相分离器试产，获日产油71.5t，日产气89710m^3，显现了中佳2井区的勘探开发潜力。为进一步落实该区构造特征及气藏范围，扩大该区勘探成果，2015年部署实施了中佳2井区三维，三维满覆盖面积157.32km^2，面元25m×25m。依托新采集处理的中佳2井区三维地震资料，整体从构造、沉积储层特征和测井综合评价等方面进一步开展综合地质研究，发现斜坡背景上发育近南北向展布的次级鼻凸。基于以上新认识开展了井位部署工作，陆续布设了中佳6井、中佳7井，钻探结果显示区块储量较大，具有开发价值。为此，2021年，新疆油田分公司采气一厂拟将中佳2井区3口勘探井转为采气生产井，新建天然气露点控制站1座、单井采气管线13.1km、燃料气管道13.1km、露点控制站外输管线2km，新建天然气产能19.5×10^4m^3/d，并配套仪表自动化、通信、供配电、物联网、消防等公辅工程。

1.2 建设项目主要特点

中佳2井区共部署3口采气井，建设内容包含生产井、天然气露点控制站、单井采气管道、露点控制站外输管道等全套地面设施，有着从天然气开采→集输→处理→外输的全套生产流程，是一个完整的小型油气开采区块。运营期天然气外输流程短捷，项目的建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展，提高人民生活水平，具有明显的社会经济效益。

1.3 环境影响评价过程

本项目涉及两个环评行业类别，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中的要求“建设内容涉及本名录中两个及以上项目类别的建设项

目，其环境影响评价类别按照其中单项等级最高的确定。”

中佳2区块为天然气开采新区块，其地面工程（采气井、单井采气管线、天然气露点控制站等）不涉及名录中针对该类项目所列的敏感区，属于“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；天然气外输管线不涉及名录中针对该类项目所列的敏感区，属于“五十二、交通运输业、管道运输业—147、原油、成品油、天然气管线—其他”，需编制环境影响报告表。最终判定本项目应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司采气一厂于2021年9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境影响评价工作（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，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，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。环境影响评价工作程序见图1.2-1。

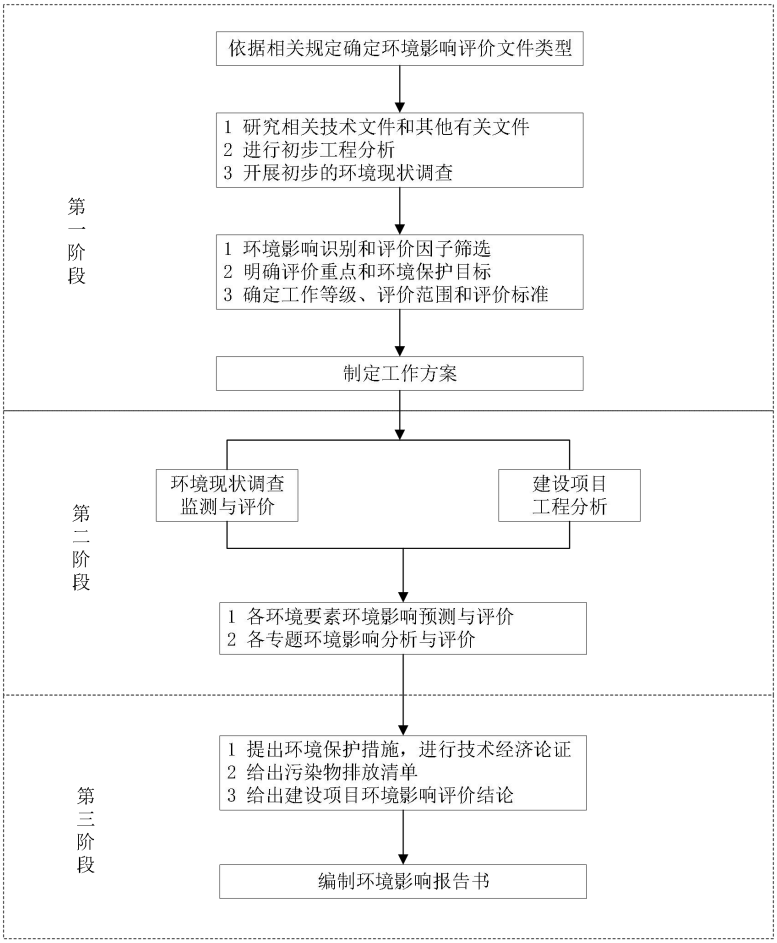


图1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.4 项目环境问题的主要特点

本项目为天然气开采项目，环境影响主要来源于地面工程建设、采气、井下作业、天然气集输处理和外输等各工艺过程，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。根据现场调查，本项目开发区域内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域。

1.5 关注的主要环境问题

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、燃气水套加热炉烟气等环境影响及事故状态下的含油污泥对环境的影响分析。

综上，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

1.6 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”及“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，均属鼓励类项目，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，中佳2区块周边无自然保护区、

风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、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。项目区不在新疆自治区水土流失重点预防区和重点治理区内，无环境制约因素。综上所述，本项目选址选线合理。

1.7 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水不外排，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。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》，2018年12月29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；

（13）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2017年11月14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）》，环保部令第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）《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；

（15）《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气〔2019〕53号)，2019年6月26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。

2.1.3 地方有关环保法律法规

（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）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》，2017年6月22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）《关于印发新疆维吾尔自治区“十三五”挥发性有机物污染防治工作实施方案的通知》，2018年5月26日；

（11）《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》,2020年7月30日；

（12）《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；

（13）《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；

（14）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，2018年8月；

（15）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021年6月；

（16）《克拉玛依市 “三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（新克〔2021〕49号），2021年6月30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；

（11）《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》（公告2017年第81号），2017年12月28日；

（12）《石化行业VOCs污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104号，2015年11月18日；

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

（14）《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。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）《新疆油田分公司采气一厂中佳2区块地面建设工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司采气一厂，2021年9月2日；

（2）《中佳2井区试采地面建设方案》，中国石油新疆油田分公司采气一厂，2021年8月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过现场调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、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行性和合理性。

（4）分析本项目可能存在的事故隐患，预测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，论证项目在环境方面的可行性，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

贯彻执行我国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

规范环境影响评价方法，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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，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 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

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、建筑垃圾等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、水套加热炉烟气、生产废水、生活污水、噪声和生活垃圾等，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 \ 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	水套加热炉烟气、无组织挥发烃类	含油废水、生活污水	生活垃圾	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、储罐泄漏、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
地下水	0	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	++	0	0	+	0	0	0	0	0	++	+	0	+
植被	+	+	0	+	0	+	0	0	0	++	+	0	+
动物	+	+	0	+	+	+	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，筛选评价因子见表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、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、氯化物、总硬度、耗氧量、挥发酚、氰化物、氨氮、石油类、六价铬、砷、汞、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、钾、钠、钙、镁、氯离子、硫酸根离子、碳酸氢根离子、碳酸根离子
	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
	影响分析	PM_{10}、SO_2、NO_2、NMHC
	总量控制因子	SO_2、NO_x、VOCs
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； 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中的8项基本因子及pH

环境要素	项目	评价因子
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观、水土流失
	影响评价	本项目建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观和水土流失的影响
环境风险	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析

2.4.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3六项指标执行《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/m^{3}执行，各标准取值见表2.4- 3。

表2.4- 3 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	μg/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	μg/m^3	GB3095-2012（二级）
3	PM_{10}	年平均	70	μg/m^3	GB3095-2012（二级）
		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	μg/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

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2.4- 4。

表2.4- 4　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	15	镉	＞0.01
2	硝酸盐	＞30.0	16	铁	＞2.0
3	亚硝酸盐	＞4.8	17	锰	＞1.5
4	氟化物	＞2.0	18	溶解性总固体	＞2000
5	氯化物	＞350	19	硫酸盐	＞350
6	总硬度	＞650	20	石油类	≤1.0
7	耗氧量	＞10.0	21	钾	/
8	挥发酚	＞0.01	22	钠	＞400
9	氰化物	＞0.1	23	钙	/
10	氨氮	＞1.50	24	镁	/
11	六价铬	＞0.10	25	氯离子	/
12	砷	＞0.05	26	硫酸根离子	/
13	汞	＞0.002	27	碳酸氢根离子	/
14	铅	＞0.10	28	碳酸根离子	/

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类限值，具体详见表2.4- 5。

表2.4- 5　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

井区内土壤环境质量执行《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，井区外耕地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，标准限值见表2.4-6、表2.4- 7。

表 2.4- 6　土壤环境质量评价标准一览表（建设用地）

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
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	䓛	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	萘	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			

表 2.4- 7　土壤环境质量评价标准一览表（农用地）

序号	污染物项目	风险筛选值（mg/kg）	序号	污染物项目	风险筛选值（mg/kg）
1	pH	/	6	铬	150
2	镉	0.3	7	铜	50
3	汞	1.3	8	镍	60
4	砷	40	9	锌	200
5	铅	70	10	石油烃	4500

（2）污染物排放标准

①废气

燃气水套加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3特别排放限值要求；露点控制站无组织挥发性有机物参照执行《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/m^3）；站内VOCs无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A表A.1特别排放限值。见表2.4- 8。

表2.4- 8　大气污染物排放标准

序号	污染源		污染物	排放限值（mg/m^3）	标准来源
1	露点控制站	厂界	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
		站内		6	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A表A.1特别排放限值
2	燃气水套加热炉烟气		NO_x	150	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3特别排放限值
			SO_2	50	
			PM_{10}	20	

②废水

生产废水主要为井下作业废水、天然气处理产生的含油污水，集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油藏不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

③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、站场边界环境噪声执行《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2.4- 9。

表2.4- 9　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、露点控制站厂界	60	50	GB12348-2008　2类

（3）污染控制标准

事故状态下含油污泥的收集、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）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 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 PM_{10}、SO_2、NO_2、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，μg/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

源强参数见表 2.5- 1，预测结果见表 2.5- 2。由表 2.5-2 可知：本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 2.11%，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5- 3），评价等级判定为二级。

表 2.5- 1　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放量（t/a）	排放形式	排放参数
单井采气井场	NMHC	0.0677	无组织排放	20m×20m×5m
露点控制站	NMHC	0.2709	无组织排放	300m×250m×5m
单井燃气水套加热炉烟气	烟气量	89.52×10^{4}m^3/a	有组织排放	H=8m，Φ=0.2m，T=100℃
	颗粒物	0.0009		
	SO_2	0.123		
	NO_x	0.034		

表 2.5- 2　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	主要污染物					
	颗粒物		二氧化硫		氮氧化物	
	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）
单井燃气水套加热炉烟气	0.03	0.01	1.16	0.23	4.21	2.11

表 2.5- 3　评价工作等级判定依据表

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

（2）地表水评价等级

生产废水及生活污水均为间接排放，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），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2.5- 4。

表 2.5- 4　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水式饮用水水源，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 2.5- 5　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”。

本项目涉及天然气开采及天然气外输管线两个类别、不同场地，根据导则附录

A及表2.5-5分别判定地下水评价等级：中佳2区块天然气开采应编制环境影响报告书，属于Ⅱ类建设项目，地下水评价等级为三级；天然气外输管线应编制环境影响报告表，为Ⅳ类建设项目，无需开展地下水评价。综上所述，本次环评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，外输管线运营期无噪声排放。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2.5- 6。

表2.5- 6 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≥20km^2 或长度≥100km	面积2km^2～20km^2 或长度50km～100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
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0.122 km^2，管线总长度15.1km，项目所在区域生态敏感性一般，由表2.5- 6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

本项目涉及天然气开采及天然气外输管线两个类别、不同场地，应分别判定评价等级。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，天然气管线为Ⅳ类建设项目，无需开展土壤环境影响评价；中佳2区块天然气开采为Ⅱ类建设项目，属于土壤污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表2.5- 7。

表 2.5- 7　污染影响型评价工作等级划分表

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

①占地规模

本项目永久占地面积约 7.731hm^2，≤50hm^2，占地规模为中型。

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 2.5- 8。

表 2.5- 8　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

露点控制站西侧 300m 处存在耕地，土壤环境敏感程度为敏感。根据表 2.5-6 判定，项目区土壤环境影响评价工作等级为二级。

（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 2.5- 9 进行划分。

表 2.5- 9　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露点控制站内相关生产设施以及天然气外输管线，本项目危险物质与临界量的比值（Q 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。

2.5.2 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2.5- 10、图2.5-1。

表2.5- 10　各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大　气	以单个井场、露点控制站为中心，边长为5km的矩形形成的包络线范围
地 下 水	以项目区为中心，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
声 环 境	各井场、露点控制站边界向外200m
土壤环境	各井场、露点控制站边界向外200m
生态环境	项目占地范围内
环境风险	不设评价范围

2.6 环境保护目标

根据现场调查，中佳 2 区块以及外输管线评价范围内无自自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、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。中佳 601_H 西侧 300m 处有一般耕地，ZJHW201 井东侧距玛纳斯河约 1km，本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6- 1。

表 2.6- 1　项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	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	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏
	一般耕地	中佳 601_H 西侧 300m 处	严格限制作业带宽度，不得破坏周边耕地内农作物

2.7 评价内容与重点

2.7.1 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 2.7- 1。

表 2.7- 1　评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	新建项目概况、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，核算有组织与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、浓度及数量等
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

2.7.2 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）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水、声、土壤环境影响评价；

（4）环境保护措施分析论证。

2.8 环境功能规划

本项目环境功能区划情况详见表 2.8- 1。

表 2.8- 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；《土壤环境质量　农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值
生态环境	根据《新疆生态功能区划简表》，项目位于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（Ⅱ）——准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区$Ⅱ_2$——大拐-小拐农业开发生态功能区（18）。

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）区域发展规划相符性分析

《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”。本项目位于准噶尔盆地，符合规划及纲要中的相关要求。

（2）主体功能规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的天山北坡重点开发区域区，区域功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本项目属于油气资源开发，属于该区域定位，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

（3）行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将石油、天然气等新疆优势矿种列为战略性矿产，提高资源安全供应能力和开发利用水平。本项目为天然气开采项目，符合规划要求。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016－2020年）》将石油天然气列为安全战略资源，需要加强基础地质调查、矿产勘查，提高能源资源保障能力，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等10个国家级和14个自治区级矿产能源资源基地。本项目对天然气资源的开发符合规划中“实施矿产资源安全战略，提高能源资源保障能力”以及“落实国家资源安全战略部署”的相关内容，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）环境影响报告书》中的要求，对采出物开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

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- 1。

表2.9- 1　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，防止产生落地油。产生的落地油后，及时回收，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81#联合处理站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排	符合
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，轻烃采用压力罐，根据计算结果，油气集输损耗率系数约为0.01%	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	本项目天然气全部经过处理后外输，不放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	含油废水集中收后由罐车拉运至81#联合处理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	中佳2区块投产后将归新疆油田分公司采气一厂运营，将本井区纳入采气一厂已有的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- 2。

表 2.9- 2　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	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；针对气藏类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	符合
2	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	井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
3	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	项目建成后归属采气一厂管辖，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
4	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，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	项目凝析油全部回收，稳定后作为轻烃销售；采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位处置	符合
5	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、设备控制和安全生产的信息化管理	井区物联网通信采用双通信方式，井场采用光缆和无线4G（VPN）即正常情况下采用光缆传输进行自动化数据通信，无线4G（VPN）作为备用通信。井场RTU具备双通信模块及协议。露点控制站新建监控室1座，内设PLC控制系统1套，燃气体报警控制器1套。实现全过程自动化管理	符合

（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》的相关要求相符，相关符合性分析见表2.9- 3。

表2.9-3 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。	本项目是以中佳2区块开展环评，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
2	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。	项目运营过程中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
3	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	本项目轻烃采用压力罐贮存，轻烃装载过程采用底部装载，最大限度的减少了油气的无组织挥发	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”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；电源自周边已建电网接入；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	符合
5	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独	本项目建设集区块生产、处理设施和外	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
	编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	输管线建设项目为一体，管线在选线时综合考虑了沿途村庄、农田的分布情况，尽可能远离居民区；针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对外输管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施	
6	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	项目建成后归属采气一厂管辖，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

（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与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符，详见表2.9- 4。

表2.9- 4　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	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
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、噪声以及大气、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、克拉玛依市生态环境局的监督与管理，并按照《企业事业单位环境信息公开办法》（原环保部第31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、站场施工结束后，均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	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；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
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，污染地下水体；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	事故状态下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	符合

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	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	
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	本项目天然气全部经过处理后外输，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；外输管线所占农田需及时复垦。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	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，将项目实施区域纳入《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）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）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于克奎乌-博州片区，该区重点突出大气污染治理、资源能源利用效率提升。本项目水套加热炉以天然气为燃料，污染物排放水平较低；轻烃储存采用压力罐，装载采用底部装载，最大限度的减少了油气的无组织挥发；项目的减少资源能源消耗少，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。

（2）与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发〔2021〕41号）相关要求的符合性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，本项目位于编码ZH65020330002的一般管控单元，项目的建设符合该管控单

元的要求。相关符合性分析详见下表。

表2.9-5 本项目与克拉玛依市“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（ZH65020330002）	空间布局约束	1、自治区总体准入要求中【A1.3-2】【A1.4-1】【A1.4-2】【A1.4-3】条要求；2、执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求；3、执行“克奎乌-博州片区”管控要求【B1.1-5】条要求。4、执行克拉玛依市总体管控要求1.8、1.10.1.11条要求	本项目为天然气开采项目，不属于高污染、高环境风险产品；排放的污染物不涉及一类重金属、持久性有机污染物；本项目占地范围内无水源涵养区、饮用水水源地保护区等环境敏感区；项目的建设符合产业政策，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016－2020年）》及环评要求，不属于《新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》和《新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》，符合【A1.4-1】条要求；本项目不涉及【A1.3-2】【A1.4-2】【A1.4-3】【A7.1-1】【B1.1-5】和1.8、1.10.1.11条要求	符合
	污染物排放管控	1、执行自治区管控单元分区管控要求【A7.2-1】条要求。2、执行克拉玛依市总体管控要求2.8条要求	项目不新增氮氧化物、二氧化硫、氨氮和COD排放，新增无组织VOCs排放量0.474t/a，建议建设单位按此申请总量；场站内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表A.1特别排放限值；运营期采出水，处理达标后回用于生产，不外排。符合【A7.2-1】条要求；本项目不涉及2.8条要求	符合
	环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中【A3.1-1】【A3.2-1】条要求。2、执行自治区管控单元分区管控要求【A7.3-1】条要求。3、执行克拉玛依市总体管控要求3.4、3.6条要求	严格落实报告提出的水土流失措施，落实各项污染防治措施，防止污染项目区土壤及地下水，防止对周围耕地造成污染；严格落实运营期污染源监测计划，符合【A7.3-1】和3.6条要求；不涉及【A3.1-1】【A3.1-2】和3.4条要求	符合
	资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中【A4.2-1】条要求。2、执行自治区管控单元分区管控要求【A7.4-1】条要求。3、执行克拉玛依市总体管控要求4.1、4.2、4.5条要求。4、严格地下水管理与保护，通过农业节水和退地，实现本区域水资源的供需自我平衡。5、到2025年，克拉玛依区农田灌溉有效水利用系数达到0.641以上。	运营期无固废产生，本项目运营期仅消耗电能和新鲜水，资源消耗水平较低，本项目不涉及【A4.2-1】【A7.4-1】和4.1、4.2、4.5条要求	符合

3 勘探开发历程

3.1 区域位置

中佳2区块行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，中佳701_H西北距克拉玛依市市区约41km，露点控制站西侧距小拐镇约11km。区域位置详见图3.1-1。

3.2 油气资源概况

3.2.1 构造特征

井区在构造上属于中佳2_H井北东断块和中佳2_H井北西断块两个圈闭，根据地震解释结果，中佳2_H井区二叠系佳木河组佳二段顶面构造形态表现为西北高东南低的单斜构造特征，区内断裂发育，主要为北西向的逆断裂和近东西向的走滑断裂，断裂相互切割，形成不同的断块，断块局部发育宽缓的鼻状构造；近东西向的中佳2井走滑断裂为该区发育的大断裂，将该区切割分为南北两部分。

3.2.2 气藏类型

本项目开采层位为二叠系佳木河组，该层位以扇三角洲内前缘沉积、扇三角洲外前缘沉积为主，岩性主要为砂砾岩，气层孔隙度在8.5%～19.7%之间，平均11.8%；渗透率在0.001mD～3.449mD之间。结合试气成果分析，气藏类型为带油环的凝析气藏。

3.2.3 油气水性质

中佳2区块二叠系佳木河组采出物包括凝析油、天然气及采出水，气藏中不含硫化氢，地层水为酸性。油、气性质分别见表3.2- 1、表3.2- 2。

表3.2-1　中佳2区块凝析油性质参数一览表

层位	密度（t/m^3）	50℃粘度（mPa·s）	凝固点（℃）	含蜡量（%）
清水河组	0.7914	2.80	3	2.79

表3.2-2　中佳2区块天然气性质参数一览表　　单位（mol%）

相对密度	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	庚烷	二氧化碳	氮
0.61	92.63	1.93	0.71	0.24	0.32	0.12	0.14	0.17	0.09	0.83	2.662

3.3 勘探及环境影响回顾

3.3.1 勘探历程

中佳区块的油气勘探始于二十世纪五十年代，大致经历了三个阶段：

第一阶段：油气发现阶段。通过部署二维地震（二维地震测网为1km×2km）对该区二叠系构造特征进行研究，1993年在南部高点部署实施了拐3井，该井在二叠系佳木河组佳二段见良好油气显示，1994年该井在二叠系佳木河组佳二段4649.00m～4639.00m井段，酸化压裂后4.0mm油嘴获日产油0.34t，日产气28093m^3，从而发现本区佳木河组气藏。拐3井在二叠系佳木河组佳二段获得突破后，1995年～2005年钻探了拐201井、拐13井、新光1井。其中拐201井、新光1井分别于1996年6月9日、2006年4月17日试油获得油气流；拐13井在二叠系佳木河组见良好油气显示，但试油未获油气流。

第二阶段：水平井提产阶段。拐3井和新光1井相继在佳木河组佳二段获得油气发现后，为进一步提高佳木河组油气产能，扩大勘探成果，2013年8月部署实施了中佳2_H水平井，部署目的是通过水平井钻探，采用分级压裂工艺改造技术提高天然气气藏单井产量。该井于2014年4月完钻，水平段长960m，分15级压裂试油，总用压裂液7554.40m^3，5.5mm油嘴高压三相分离器试产，获日产油71.5t，日产气89710m^3，进一步显现了该区的勘探开发潜力。

第三阶段：深化认识，拓展气藏规模阶段。为进一步落实该区构造特征及气藏范围，扩大该区勘探成果，2015年部署实施了中佳2_H井区三维，三维满覆盖面积157.32km^2，面元25m×25m。依托新采集处理的中佳2_H井区三维地震资料，部署了

中佳6井、中佳7井。中佳6井于2016年9月23日～2017年5月17日在二叠系佳木河组二段一砂组4875.00m～4906.00m井段试油，压裂后3mm油嘴获日产气21110m³，日产水20.39m³。中佳7井于2017年8月28日～2017年10月8日在二叠系佳木河组二段一砂组4002～4052m试油，压裂后6mm油嘴最高获日产气49530m³。为落实新的气藏储量规模，新疆油田分公司部署了ZJHW201、中佳601_H、中佳701H。

3.3.2 勘探期环境影响回顾

（1）勘探期环评手续履行情况

中佳2区块主要部署了ZJHW201、中佳601_H、中佳701H三口勘探井。2020年11月中国石油新疆油田分公司开发公司上报了《中拐凸起中佳2 H井区二叠系$P_1j_2^1$气藏开发试验井钻试工程（第一批）》，并取得了克拉玛依市生态环境局的批复（克环函〔2020〕195号），该井于2021年3月1日开钻，2021年7月26日完钻，目前该井开始在二叠系佳木河组试气。2021年2月中国石油新疆油田分公司勘探事业部上报了《中佳601_H井勘探钻探项目环境影响报告表》，并取得了克拉玛依市生态环境局的批复（克环函〔2021〕19号）；2021年5月中国石油新疆油田分公司勘探事业部上报了《中佳701H井勘探钻探项目环境影响报告表》，并取得了克拉玛依市生态环境局的批复（克环函〔2021〕82号），并取得了克拉玛依市生态环境局的批复（克环函〔2021〕19号），中佳601_H、中佳701H井目前正在钻井，相关批文见附件2。

（2）勘探现状

ZJHW201已完钻，目前试气尚未结束；中佳601_H、中佳701H还未完钻。

（3）勘探期环境影响回顾

ZJHW201钻井工程已完成，中佳601_H、中佳701H井目前正在钻井，根据现场踏勘的情况，井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。水基岩屑已按照环评要求由新疆盛洁环境技术有限责任公司清理处置，油基岩屑堆场下部铺防渗膜，四周设围堰，顶部设防风防雨棚，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）要求，油基岩屑由克拉玛依金鑫油田环

保工程有限公司清运处置，转移过程符合《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。现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。ZJHW201井试气作业过程中产生的井口采出物采出物通过井场设置的油气分离器分离后，天然气经放散管燃烧放空。采出液由51#联合处理站采出水处理系统处理。

钻试活动结束后，ZJHW201、中佳601_H、中佳701H应按照环评批复要求开展场地恢复并履行竣工环保验收手续。井场现状无环境问题，无需提出“以新带老”整改措施。

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目概况

（1）项目名称

新疆油田分公司采气一厂中佳2区块地面建设工程。

（2）项目性质

本项目为新区块产能开发，项目性质为新建。

（3）建设地点

项目行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，中佳701_H西北距克拉玛依市市区约41km，露点控制站西侧距小拐镇约11km。

（4）生产计划和劳动定员

本项目年运行时间8400h，露点控制站劳动定员28人，采用“四班两倒”工作制，每班在岗人数7人。

（5）工程投资

项目总投资15236.89万元，环保投资约313万元，占总投资的2.05%。

（6）建设内容

本项目拟在中佳2区块部署3口采气井，新建天然气露点控制站1座、单井采气管线13.1km、燃料气管道13.1km、露点控制站外输管线2km，新建天然气产能19.5×$10^4$$m^3$/d，并配套仪表自动化、通信、供配电、物联网、消防等公辅工程。

4.2 项目建设内容

项目建设内容包括集输工程、处理工程2个部分，分述如下：

4.2.1 集输工程

（1）采气工艺

采气工艺为自压生产，单井井口来气（6.5×$10^4$$Nm^3$/d、37MPa），经两级油嘴节流至4.5～5.5MPa，经采气管线输送至露点控制站。节流输送后，物料温度高于水

合物形成温度，不会形成水合物。水套加热炉燃料气来自于露点控制站，集输工艺流程见图 4.2- 1。

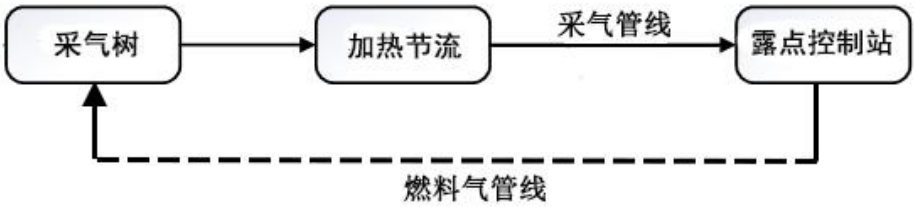


图 4.2- 1　集输工艺流程

（2）采气井场

新建采气井场 3 座，单井井场设采气树 1 座，设环空压力监测装置，节流装置采用燃气水套加热炉，井场按照控制系统采用远程终端控制系统。

（3）单井采气管线

单井井口采出物采用管线密闭集输进露点控制站。新建单井采气管线 13.1km，其中 ZJHW201 井至露点控制站 0.1km，中佳 601_H 井至露点控制站 3km，中佳 701H 井至露点控制站 10km。采用 DN76 无缝钢管，均保温埋地敷设，管顶埋深 1.5m。

（4）燃料气管线

经露点控制站处理后的天然气部分密闭集输至燃气水套加热炉作为燃料气使用，新建燃料气管线 13.1km，与单井采气管线同沟敷设，露点控制站至 ZJHW201 井、中佳 601_H 井、中佳 701H 井燃料气管线分别为 0.1km、3km、10km。采用 DN60 无缝钢管，均保温埋地敷设，管顶埋深 1.5m。

（5）外输管线

从露点控制站外输至富城能源已建外输管线，新建外输管线 2km，采用 DN150 无缝钢管，均保温埋地敷设，管顶埋深 1.5m。

本工程平面布置图及外输管线走向示意图见图 4.2-2。

4.2.2 处理工程

（1）平面布置

新建1座露点控制站，站内设天然气浅冷处理装置，设计处理能力120×$10^4$$Nm^3$/d，采用注乙二醇防冻、节流制冷脱水脱烃自压外输工艺，站内设备均为撬装设备。站区平面布置见图4.2-3。

（2）处理工艺

采气井场采用高压混输工艺将天然气及凝液输送至天然气处理站，采出物温度45～60℃，进站后经过空冷器冷却节流至26～27℃后进计量管汇，经段塞流捕集器分离计量后，进生产分离器进行气液分离。

生产分离器分离出的气相注乙二醇防冻，然后经换热节流至-5～-10℃后，进入低温分离器，低温分离出的气相去气-气换热器复热后进入天然气外输管道外输。液相进入液烃分离器将乙二醇富液（乙二醇水溶液）与烃类分离，烃类去稳定塔进行稳定，分离出的乙二醇富液去再生系统再生，再生系统热源由导热油提供。

生产分离器分离出的液相进一级闪蒸分离器进一步分离，分离出的含油污水进入地埋式污水罐中暂存；闪蒸分离器、液烃分离器及稳定塔产生的气相均进入低温分离气分离后外输。

分离出的凝析油进稳定塔稳定，稳定塔操作压力为0.5MPa。凝析油塔塔顶气相（153℃）经稳定气空冷器冷却后（50℃）进入塔顶气分离器进行气液分离后再次参与系统循环。稳定塔底部液相经重沸器加热至185℃后经凝析油稳定进料预换热器冷却至45℃后，再与外输气换热至35℃后进入凝析油储存及装车单元。凝析油稳定热源由电加热器供给。

天然气处理工艺流程如图4.2- 4所示。站内主要设备见表4.2- 1。

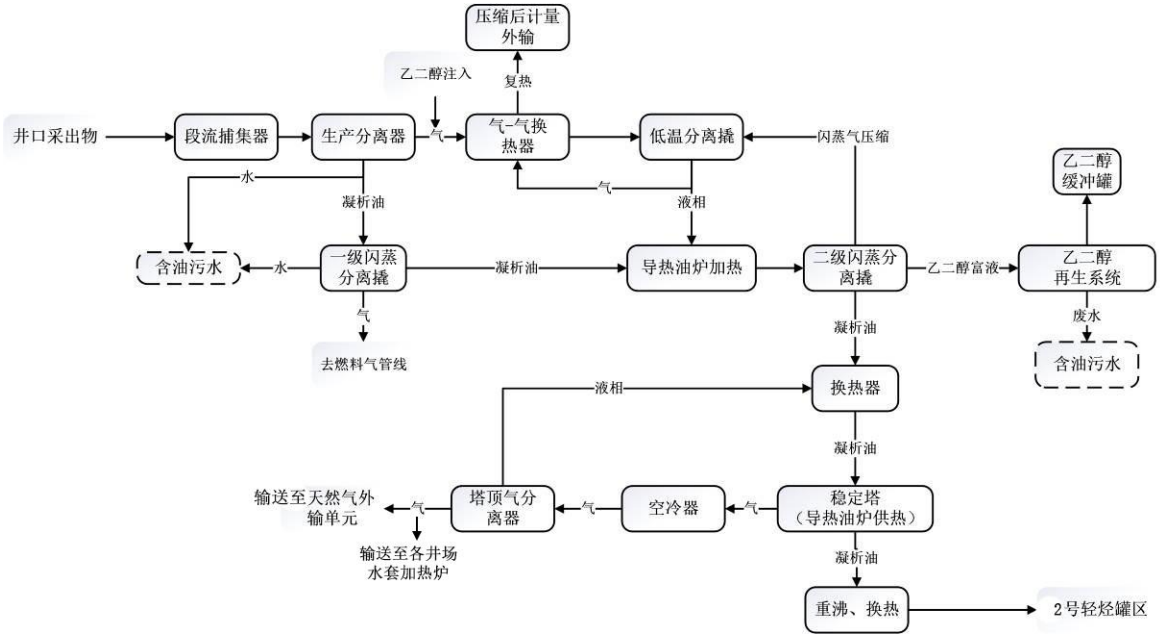


图 4.2- 4　本项目天然气处理工艺流程图

表 4.2- 1　天然气处理站设备一览表

序号	名称	单位	数量	型号
1	段塞流捕集器	台	1	DP-WEWLB1200　5880-12/C，设计压力 P=12.0MPa
2	生产分离器	台	1	WE1.4X5.6-10.5，设计压力 P=10.5MPa
3	J-T 阀	台	1	Class1500lb4〃
4	低温分离器	台	1	WE1.6　6.4-6.7，设计压力 P=6.7MPa
5	一级闪蒸分离器	台	1	WS1.8×7.2-6.8，设计压力 P=6.8MPa
6	液烃三相分离器	台	1	设计压力 P=1.78MPa
7	气气换热器	台	1	RGH-850/12.0-620/C，管程设计压力 P=12MPa，壳程设计压力 P=12MPa
8	二级闪蒸分离器	台	1	WS1.8×7.2-2.2，设计压力 P=2.2MPa
9	外输气-凝析油换热器	台	1	管程 0.3～0.7，壳程 4.5～6.4
10	原料气空冷器	台	1	入口温度 T=45～60℃，出口温度 T=45℃
11	火炬及放空系统（火炬除液器利旧）	套	1	放空量 Q=120×$10^4$$m^3$/d
12	富气压缩机	台	1	Q=12000m^3/d，入口压力：P=0.2～0.3MPa，出口压力：P=5～5.5MPa
13	乙二醇再生装置	套	1	
14	导热油装置	套	1	2500kW 电导热油炉
15	凝析油稳定塔	台	1	工作压 0.3～0.6MPa
16	注醇雾化器	套	1	P=12MPa
17	乙二醇注入泵	套	2	150L/h
18	乙二醇富液罐	台	1	20m^3
19	乙二醇贫液罐	台	1	10m^3

20	乙二醇低位罐	台	1	0.6～15/1800
21	污水罐地下罐	台	1	0.6～15/1800
22	装车泵及装车鹤管		4	60m^3/h
23	多功能储油罐	座	6	60m^3
24	凝析油储罐	座	2	400m^3

4.2.3 公用工程

（1）供配电

露点控制站用电负荷669kW，ZJHW201井场用电负荷10kW，因此在ZJHW201井场站内设1座箱式变电站，变压器容量为800kVA，电源T接于就近的10kV架空线路（35kV黑沙包变电站10kV线路中佳线）。

中佳601_H、中佳701H各设1座杆架式变电站，变压器容量为30kVA，电源T接于就近的10kV架空线路（35kV黑沙包变电站10kV线路中佳线）。

（2）给排水

给水主要为露点控制站生活用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从小拐镇拉运至用水场地。

排水主要是生产废水及生活污水，生产废水主要是天然气处理产生的含油污水，生产废水由罐车拉运至81#联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油藏，不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

（3）通信、仪表及自动化

井区根据现场实际情况，井场采用光缆传输进行自动化数据通信。各井场新建RTU自控系统。

光缆传输：天然气井场RTU自动化数据通过新建光缆分别传输至露点控制站已建DCS系统。

露点控制站租用富城能源DCS系统一套，负责监控ZJHW201、中佳601_H、中佳701H井口采场数据与露点控制站的运行。露点控制站装置的监控包含加热节流橇、三相分离器橇、分子筛脱水橇、外冷脱烃橇、冰机橇、电加热导热油橇、轻烃

储罐、污水罐、空气压缩机橇等数据。

（4）道路

井区周边路网发达，乡村道路较多，紧邻S201，道路依托条件良好，无需新建道路。

（5）消防

按规范配置一定数量的干粉灭火器。

4.2.4 依托工程

含油污水依托采油二厂81#联合处理站采出水处理系统处理。事故状态下含油污泥依托具有HW08类危险废物处理资质的单位进行回收处置。

4.2.5 环保工程

露点控制站污水罐区建设1座危险废物暂存间，用于事故状态下含油污泥的临时贮存，暂存间为彩钢板房设计，地表采取防渗措施须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其2013年修改单中要求，具备防风、防雨、防渗、防晒功能。

4.2.6 项目组成

项目组成详见表4.2- 2。

表4.2- 2　项目工程组成一览表

工程类别	名称	工　程　量		备　　注
主体	采气工程	采气井场	3座	单井井场设置80kW燃气水套加热炉、井口切断调压装置各1套
		单井采气管线	13.1km	设计压力10MPa，DN76无缝钢管
		燃料气管线	13.1km	设计压力1.6MPa，DN60无缝钢管
	天然气处理	露点控制站	1座	设计处理能力120×10^{4}Nm^3/d，主要包括加热节流橇、三相分离器橇、分子筛脱水橇、外冷脱烃橇、冰机橇、电加热导热油橇、轻烃储罐、仪控配电室、空气压缩机橇等功能单元
	外输工程	天然气外输管线	2km	设计压力6.3MPa，DN150无缝钢管
储运工程	轻烃储存		8座	60m^{3}轻烃储罐6座，400m^{3}轻烃储罐2座，均为压力罐
	装车泵撬		4套	底部装载，单台装车泵设计能力60m^3/h
公用	供配电		就近引自5kV黑沙包变电站10kV线路中佳线，ZJHW201井井场设1	

工程类别	名称	工　程　量	备　　注
工程			座箱式变电站，中佳601_H、中佳701H井场各设1座杆架式变电站
	给排水		用水由罐车从小拐镇拉运至用水场地，生产废水由罐车拉运至81#联合处理站采出水处理系统处理，生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理
	通信、仪表及自动化		井场采用光缆传输进行自动化数据通信。各井场新建RTU自控系统。露点控制站租用富城能源DCS系统一套，负责监控ZJHW201、中佳601_H、中佳701H井口采场数据与露点控制站的运行。
	消防		按规范配置一定数量的干粉灭火器
环保工程	危废暂存间		处理站建设1座危险废物暂存间，用于事故状态下含油污泥的临时贮存，暂存间为彩钢板房设计，具备防风、防雨、防渗、防晒功能，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其2013年修改单中相关要求
依托工程	生产废水		依托采油二厂81#联合处理站采出水处理系统处理
	生活污水		依托送克拉玛依市第二污水处理厂处理
	生活垃圾		送至克拉玛依市生活垃圾填埋场
	含油污泥		依托具有HW08类危险废物处理资质的单位进行回收处置

4.2.7 产能及产品方案

（1）产能方案

3口井新建天然气产能19.5×$10^4$$m^3$/d，开发生产指标预测见表4.2- 3。

表4.2- 3　中佳2区块单井开发指标预测一览表

开发时间（年）	日产气（万方）	日产油（吨）	日产水（方）	年产气（亿方）	累产气（亿方）
2021	6.5	6.05	0.07	0.21	0.21
2022	6.5	6.05	0.13	0.21	0.43
2023	6.5	6.05	0.2	0.21	0.64
2024	6.5	5.44	0.26	0.21	0.86
2025	6.5	4.9	0.33	0.21	1.07
2026	5.9	3.97	0.35	0.19	1.27
2027	5.3	2.86	0.37	0.17	1.44
2028	4.7	2.06	0.38	0.16	1.6
2029	4.3	1.48	0.38	0.14	1.74
2030	3.8	1.07	0.38	0.13	1.86
2031	3.5	0.77	0.38	0.11	1.98
2032	3.1	0.55	0.37	0.1	2.08
2033	2.8	0.4	0.36	0.09	2.17
2034	2.5	0.29	0.35	0.08	2.26

开发时间（年）	日产气（万方）	日产油（吨）	日产水（方）	年产气（亿方）	累产气（亿方）
2035	2.3	0.21	0.34	0.07	2.33

（2）产品方案

本项目产品为天然气 $0.63\times10^{8}m^{3}/a$ 和轻烃 $0.64\times10^{4}t/a$。外输天然气可满足《天然气》（GB17820-2018）中一类质量标准，其中 $19.71\times10^{4}m^{3}/a$ 的天然气输送至各井场的燃气水套加热炉，其余天然气通过外输管线送至克-乌输气管道，为北疆地区生产生活供气；稳定轻烃可满足《稳定轻烃》（GB9053-2013）中2号稳定轻烃质量指标，最终外售至独山子石化公司作为炼油原料。

4.3 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

4.3.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在采气井井场、各类管线（单井采气管线、外输管线）、井场及露点控制站建设等施工活动中。废气主要来自管线、站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为建筑垃圾。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

（1）废气

施工期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

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。

②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。本项目建筑垃圾产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

（5）生态影响分析

本项目总占地面积为122110m^2，其中永久占地77310m^2，临时占地44800m^2，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		占地类型
			永久征地（m^2）	临时占地（m^2）	
1	井场	1200	1200	0	草地
2	单井采气管道和燃料气管道	24800	0	24800	
3	电力线	1110	1110	0	
4	露点控制站	75000	75000	0	
5	外输管线	20000	0	20000	
6	合计	122110	77310	44800	

4.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在天然气集输及处理过程中产生的无组织排放的挥发性有机物和水套加热炉烟气；废水主要为天然气处理产生的含油污水、井下作业废水及生活污水；噪声源主要为天然气处理设备、井下作业及运输车辆；固体废物主要为生活垃圾。

（1）废气

①水套加热炉烟气

本项目各井场设置燃气水套式加热炉橇一台，天然气消耗量6.57×10^{4}Nm^3/a。

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）（以下简称“指南”）要求，选用《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》中燃气工业锅炉产污系数，燃烧天然气产生的废气量、SO_2、NO_x排放系数分别是：136259.17Nm³/m³天然气、0.02Skg/10^4m³天然气、18.71kg/10^4m³天然气，燃气水套式加热炉橇颗粒物产生量类比功率类似的燃气水套式加热炉橇实测数据（1mg/m³）进行核算，类比的燃气水套式加热炉橇与本次拟建的燃气水套式加热炉橇工作原理相似、燃料类型相同、功率相近，具有可比性。本工程加热炉橇污染物产生排放情况见下表。

表 4.3-2　加热炉橇污染物排放情况

生产单元	污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
		10^4m³/a	10^4m³/a	SO_2		NO_x		烟尘	
				kg/a	mg/m³	kg/a	mg/m³	kg/a	mg/m³
单井井场	加热炉	6.57	89.52	34.16	38.16	122.92	137.3	0.9	1
3口井合计		19.71	168.56	108.48	38.16	368.76	137.3	2.7	1

加热炉废气中SO_2、NO_x和烟尘排放浓度符合国家《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表3大气污染物特别排放限值。

②挥发性有机废气

本项目轻烃采用压力罐存储，基本无挥发性有机物排放。挥发性有机废气主要来自油气集输处理环节，阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业VOCs污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点TOC排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{甲烷}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中：e_{TOC}——某类密封点的TOC排放速率，kg/h；

F_A——某类密封点排放系数；

WF_{TOC}——物料流中含TOC的平均质量分数；（根据产能预测数据，按日产油最大量计算，取94%）；

$WF_{甲烷}$——物料流中甲烷的平均质量分数，（根据产能预测数据，按天然气中甲烷占比及产量计算，取36%）；

N——某类密封点的个数。

计算VOCs的排放速率：

$$e_{VOCs} = e_{TOC} \times \frac{WF_{VOCs}}{WF_{TOC}}$$

式中：e_{VOCs}——物料流中VOCs排放速率，kg/h；

e_{TOC}——物料流中TOC排放速率，kg/h；

WF_{VOCs}——物料流中VOCs的平均质量分数，（根据产能预测数据，按天然气中甲烷占比及产量计算，取59%）；

WF_{TOC}——物料流中TOC的平均质量分数。

根据上述公式计算天然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	5	0.0076
	法兰	0.085	10	0.0202
	连接件	0.028	60	0.0399
	合计			0.0677
3口井合计				0.2031
露点控制站	阀门	0.064	20	0.0304
	法兰	0.085	40	0.0808
	连接件	0.028	240	0.1597
	合计			0.2709
合计				0.474

（2）废水

①生活污水

露点控制站常驻工作人员7人，单人消耗水量20L/d（参考《新疆用水定额》），站内年用水量约47m^3，排水系数取0.8，则生活污水年产生量约38m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量（COD_{Cr}）浓度350mg/L、氨氮（NH_3-N）浓度30mg/L、悬浮物（SS）浓度200mg/L。

②生产废水

生产废水包括天然气处理产生的含油污水。

天然气处理过程中会分离出含油污水，根据《第二次全国污染源普查产排污核算系数手册(试用版)》中“07石油和天然气开采业行业系数手册”中超低含硫天然

气废水中污染物产污系数：COD 930克/万立方米产品、石油类 119克/万立方米产品，废水量按照产能预测表中最大日产水量，单井废水量约0.38m^3/d，本项目天然气产能0.63×$10^8$$m^3$/a，据此计算，本项目含油污水产生量399$m^3$/a，废水中COD产生量5.85t/a、浓度约14662mg/L，石油类产生量0.75t/a、浓度约1880mg/L。

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120石油和天然气开采业专业及辅助性活动行业系数手册”（详见表4.3- 4）计算井下作业废水的产生量。

表4.3- 4　井下作业废水产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	34679	回收回注	0
				石油类	克/井	6122	回收回注	0

结合项目实际特点，井区内气井为高压高产气井，参照非低渗透油井系数，井下作业每2年1次。采用表4.3- 4非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- 5。

表4.3- 5　井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/a）
工业废水量	76.0t/井	114
化学需氧量	104525g/井	0.16
石油类	17645g/井	0.03

（3）噪声

噪声主要包括露点控制站机泵的运转噪声、井下作业噪声和罐车等交通噪声等，噪声排放情况见表4.3- 6。

表 4.3- 6　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	80～105	间歇	机械
露点控制站	各类机泵	90～100	连续	机械
罐车	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，做到凝析油100%回收。运营期固体废物主要为站内生活人员生活垃圾，按0.5kg/人·d计算，产生量约为1.3t/a。事故状态下含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021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。

4.3.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

4.3.4 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况主要是露点控制站开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的天然气全部进入火炬燃烧放空；可能发生的事故主要有井喷、井漏、管线和储罐泄漏事故。

（1）非正常工况

露点控制站非正常工况下火炬最大放空量$5\times10^4m^3/h$，单次放空最大时长24小时，筒体高35m，直径300mm。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：

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；

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

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。

本项目天然气中不含硫，非正常工况火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约2700kg/h,单次放空最大排放量为64.8t/a。

（2）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、采出水、凝析油和一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（3）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和油层造成一定的污染和危害。

（4）管道及轻烃储罐泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采气管线及储罐发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

4.3.5 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表4.3-7。

表4.3- 7　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	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.474t/a	0.474t/a	环境空气
	燃气水套加热炉	NO_x	0.369t/a	0.369t/a	
		SO_2	0.109t/a	0.109t/a	
		颗粒物	0.003t/a	0.003t/a	
	非正常工况火炬放空	NO_x	2700kg/h	2700kg/h	
废水	含油污水、井下作业废水	石油类、COD	513m^3/a	0	送81#联合处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏
	生活污水	COD、氨氮、SS	47m^3/a	0	送克拉玛依市生活污水处理厂处理
噪声	站场机泵及罐车	连续等效A声级	/	/	采取基础减震等消声降噪措施
固体废物	生活垃圾	/	1.3t/a	0	送至克拉玛依市生活垃圾填埋场

4.4 总量控制指标

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目产生的含油污水集中收集后由罐车拉运至81#联合处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；二氧化硫、氮氧化物的排放量分别为0.034t/a、0.123t/a，非甲烷总烃的无组织排放为0.474t/a，建议建设单位按此申请总量指标。

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、处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

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、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表4.5-1至表4.5- 2。

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	0	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	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	1880	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	14662	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、凝析油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地油产生措施	具备凝析油回收设施	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	12.65	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		凝析油回收利用率	%	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，并具有轻烃回收装置	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

（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≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表4.5-1、表4.5-2计算可得：

——井下作业：定量指标80分，定性指标100分，综合评价88分。

——采气和集输：定量指标90分，定性指标100分，综合评价94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，减少了油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克拉玛依市，该市位于新疆准噶尔盆地西北缘，下辖克拉玛依、独山子、白碱滩、乌尔禾四个行政区，东与沙湾县接壤，南与奎屯市毗邻，西临托里县、乌苏市，总面积7733km^2。地理位置图见图5.1- 1。

5.1.2 地形、地貌

克拉玛依市呈南北长、东西窄的斜条状。总的地貌特征是广阔平坦的戈壁滩，海拔高度270～500m。地势是西北高于东南，北-南和西-东的坡度均为2%。中心城区位于山脉与盆地之间,西北缘是南、北走向的扎依尔山脉（成吉思汗山），山势较低，海拔高度600～800m，由构造剥蚀低山和丘陵地形组成；南部为独山子山，海拔高度1283m；东南面是戈壁滩，一直伸展到准噶尔盆地中部的沙漠区。本项目区周边有地貌有草地、农田。

5.1.3 水文地质

（1）项目区水文地质条件概况

项目区位于玛河冲洪积细土平原区和沙漠区，是松散岩类孔隙水赋存的良好地段。冲洪积平原的松散堆积物，由砂和粘性土组成多层结构，储存了潜水-承压水-自流水层。潜水-承压水水量相对贫乏，但在省道201线小拐-135团场一带，水量中等，潜水水质较差，矿化度多大于3g/l，为咸水；承压水水质相对较好，矿化度1－3g/l，为微咸水。

①地下水类型及含水层岩组富水特征

本项目位于玛河冲洪积细土平原区和沙漠区，出露的地层主要为第四系冲洪积低液限粉土、粘土及风积中粗砂等。按照含水层岩性结构，项目区地下水类型分为第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水；按照埋藏条件又分为潜水和承压

水，具双层或多层结构。第四系松散岩类孔隙水分布在项目区东南细颗粒地层一带；碎屑岩类裂隙孔隙水主要分布在项目区西北侧下伏基岩地层中。

※第四系松散岩类孔隙水

潜水：广泛分布于评价区内。在评价区南部，地下水位埋深一般5～30m，潜水位埋深由南向北逐渐变浅，在个别地势低洼处有地下水直接出露地表，地下水埋深小于1m。含水层岩性为粉细砂及中粗砂，其富水性中等，单井涌水量一般在100～1000m^3/d。但水质普遍较差，矿化度在3～10g/l，仅在玛河现代河床附近或有较强地表水入渗补给地段，存在淡水或淡化水分布，矿化度小于1g/l。在评价区北部，潜水地下水位埋深＜10m，潜水位埋深由北向南逐渐变浅。含水层岩性为单一的粉细砂及中粗砂，其富水性差，单井涌水量一般＜100m^3/d。但水质普遍较差，矿化度在3～10g/l。

承压水：在地表以下30m至150m为浅层承压水，该层为微承压，隔水顶板分布不连续，含水层结构为粉细砂或中粗砂，水质比较好。深层承压水分布深度一般在150m以下，含水层岩性主要为第四系粉细砂、中粗砂层，含水层厚度5～53m不等。有2～3个隔水层，隔水顶板为粉土、粉质粘土层，厚度一般在5～25m。通过对评价区内已有成井资料，深部（150m以下）隔水层分布较稳定，含水层均为承压水。

※碎屑岩类裂隙孔隙水

承压水：主要分布于评价区北部，上覆第四系松散岩类孔隙水。承压水顶板埋深在50～150m，隔水顶板多为白垩纪泥岩，分布较为连续，主要含水层为白垩纪砂岩、粉砂岩组，其富水性差，单井涌水量一般＜100m^3/d。但水质相对比较好，矿化度在1～3g/l。

②地下水补给、径流、排泄条件

在区域上，准噶尔盆地天山山前的戈壁平原为地下水的主要补给区。地表水流出水口后在戈壁平原大量渗漏，成为地下水的重要补给来源。地下水的总径流方向由西南向东北。地下水的排泄方式主要为东北方向下游断面的地下侧向迳流排泄、地面蒸发、植物蒸腾等。

※补给

潜水补给途径主要为平原区的河渠、农田灌溉渗漏补给。玛河河水入渗补给是本区潜水的主要补给来源。在洪水季节，玛河主要以垂直渗漏及侧渗方式补给地下水。在平、枯水季节，玛河水主要以河床垂直渗漏的方式补给地下水。其补给量也随地表径流量的季节变化而改变，洪水季节河水对地下水的补给强度最大，平、枯水季节河水对地下水的补给强度较小。

项目区承压水的补给途径主要是在山前倾斜砾质平原区地表河流、渠系等通过粗颗粒地层入渗补给地下水后，在项目区南侧以地下迳流的方式补给承压水。地下迳流对项目区承压水的补给受季节性影响相对较小，补给量比较稳定。由于承压水的补给源主要来自上游，因此深层承压水的水质相对较好。

※迳流与排泄

项目区地处玛河冲洪积平原区，地势平坦，坡度小，地下水的水力坡度也较小，地下水大体由西南向东北迳流，迳流速度小，运移迟缓。地下水以侧向迳流方式向下游地段排泄。

本区潜水大部分沿玛河径流方向向下游缓慢运移，以地下侧向迳流方式排泄于区外，部分则以蒸发、植物蒸腾形式进行垂向排泄。此外，南侧农田灌溉机井在春、夏季灌溉高峰期大面积抽取地下水，也是地下水的一种排泄方式。

项目区承压水在砾质平原区接受了玛河以及大气降水入渗补给后，总体上由由西南向东北向下游迳流。由于地处玛河下游，地层变化大，地下水的迳流方式也不相同。浅层承压水因隔水顶板不稳定，也有少部分以越流方式向潜水含水层排泄。

③地下水化学特征

※潜水和浅层承压水

项目区潜水主要接受玛河渗漏补给、农业灌溉和降水入渗补给，地下水位埋藏浅，迳流条件差，地下水运移缓慢，地面蒸发及植物蒸腾作用强烈，地下水类型较复杂。在玛河河道附近地下水中SO_4^{2-}、Cl^-、HCO_3^-、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}离子含量及矿化度较低，表明地下水淡化带的分布与距地表水体近有密切的关系。远离玛河河道，潜水受玛河侧向补给影响变小，地下水SO_4^{2-}、Cl^-、HCO_3^-、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}离子含量及矿化度明显增高。根据已有测试结果：地下水SO_4^{2-}、Cl^-、HCO_3^-、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}离子含量及矿化度总体变化规律是：由南向北、由玛河向两侧呈增高趋势。区内地

下水类型主要为Cl•SO_4—Na型，水质矿化度为1.799g/L。

※深层承压水

区内深层承压水主要来源于上游地表迳流及灌溉入渗补给，且常年保持一个相对稳定的态势，受承压顶板阻隔在运移过程中基本不受气候因素的影响，水化学作用主要表现为地下水与含水层颗粒之间的溶滤作用，因此区内地下水水化学类型相对单一且较稳定。地下水类型主要为HCO_3•Cl•SO_4—Na型水，水质矿化度为0.381g/L。地下水SO_4^{2-}、Cl^-、HCO_3^-、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}离子含量及矿化度总体变化规律虽由南向北呈增高趋势，但增高的幅度远较潜水小得多。

（2）地表水

本项目区位于玛纳斯河（以下简称玛河）下游小拐乡境内、玛纳斯湖上游段。玛河发源于天山北坡的依连哈比尔尕山，流域内地势由东南向西北倾斜，干流全长约324km(河源至小拐)，集水面积5156km^2，平均海拔高程3000m。沿程有花牛沟、韭菜萨依、吉兰德、回回沟、希喀特萨依、哈熊沟、芦草沟、大(小)白杨沟、清水河等支流，在肯斯瓦特水文站以上汇入干流。河流出山口后，地势变缓、泥沙大量堆积，形成坡降平缓的山前冲洪积倾斜平原，径流在此被分解，在洪积扇缘一带有大量的泉水出露。洪积扇以下，为广阔的冲积平原区，与古尔班通古特沙漠接壤，尾闾进入玛纳斯湖。

玛河洪水主要集中于七、八月份的汛期内。洪水的成因，以高温期的冰川及永久性积雪融化为主，以降水补给为辅。项目区所在河段位于夹河子水库下游206km处，海拔270～300m，地形平坦开阔。目前从小拐乡以下至玛纳斯湖上百公里的河段，除泄洪期有来水外，其它年份基本处于断流状态。

5.1.4 气候气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋。因高山阻隔，海洋季风的湿润水汽很难到达本地上空，属大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季气温回升快且时间漫长，而春秋季时间短且极不稳定。

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 大气环境质量现状调查与评价

（1）达标情况判定

《新疆维吾尔自治区2020年生态环境状况公报》中指出“大气（一）14城市中，阿勒泰市、塔城市、博乐市、克拉玛依市4个城市环境空气质量达到国家二级标准。”

根据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”相关数据，2020年克拉玛依市环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，具体数据见表5.2-1。

表5.2-1　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（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值	6	60	10.0	达标
NO_2	年平均值	21	40	52.5	达标
PM_{10}	年平均值	54	70	77.1	达标
$PM_{2.5}$	年平均值	26	35	74.3	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1.4（mg/m³）	4（mg/m³）	35.0	达标
O_3	最大8小时平均第90百分位数	117	160	73.1	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：特征污染物为NMHC。

监测点位：项目区下风向2km处，坐标:，见图5.2-1。

②监测时间及监测单位

监测时间：2021年9月19日～9月21日。

监测单位：克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司。

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2.0mg/m³执行。

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， μg/m³；

C_{oi}—污染物 i 的环境空气标准浓度， μg/m³。

⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见5.2-2。

表5.2- 2　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	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	最大占标率（%）	达标情况
露点控制站下风向3.0km	NMHC	一次值	220～340	2000	17	达标

根据表5.2-2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2.0mg/m³要求。

5.2.2 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，无需进行地表水环境质量现状调查。项目区地下水环境质量调查内容如下：

（1）数据来源

本次采用资料收集的方法来说明项目所在区域地下水环境质量现状，引用的监测井均属于同一水文地质单元，监测时间未超过3年，具有代表性。即本次引用的监测点，可以说明项目区的地下水的环境质量。实测及引用监测点情况见表5.2-3，监测点位见图5.2-2。

表5.2-3　地下水监测点位分布一览表

数据来源	监测时间	监测单位	点位编号	代表性
金龙2区块开发建设工程环境影响报告表	2021年1月6日	新疆国环鸿泰检验检测有限公司	金龙1	项目区下游
			金龙2	项目区下游
			金龙3	项目区下游
采油一厂采油井更新补钻地面建设工程	2019年9月12日	克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司	136团四连2#	项目区上游
			136团十三连3#	项目区上游

②监测因子

pH、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、氯化物、总硬度、耗氧量、挥发酚、氰化物、氨氮、石油类、六价铬、砷、汞、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、钾、钠、钙、镁、氯离子、硫酸根离子、碳酸氢根离子、碳酸根离子。

③评价标准

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

④评价结果

监测数据级评价结果见表5.2-4。

表5.2-4 地下水监测及评价结果一览表 [单位：mg/L，pH无量纲]

项目	标准值	检测值				
		金龙1	金龙2	金龙3	136团四连2#	136团十三连3#
pH值	＜5.5或＞9.0	7.39	7.41	7.38	8.24	8.31
硝酸盐	＞30.0	0.514	＜0.016	＜0.016	ND	0.39
亚硝酸盐	＞4.8	＜0.003	＜0.003	＜0.003	ND	ND
氟化物	＞2.0	＜0.006	＜0.006	＜0.006	0.52	0.79
氯化物	＞350	448	447	446	450	654
总硬度	＞650	1063	1101	1028	326	81.5
耗氧量	＞10.0	＜0.5	＜0.5	＜0.5	1.93	2.3
挥发酚	＞0.01	0.0004	0.0003	0.0005	0.0009	0.001
氰化物	＞0.1	＜0.002	＜0.002	＜0.002	ND	ND
氨氮	＞1.50	0.148	0.137	0.137	0.049	0.057
六价铬	＞0.10	＜0.004	＜0.004	＜0.004	0.005	ND
砷	＞0.05	6.4×10^{-3}	6.4×10^{-3}	6.4×10^{-3}	3.46×10^{-3}	6.02×10^{-3}
汞	＞0.002	6.37×10^{-4}	5.14×10^{-4}	4.96×10^{-4}	1.49×10^{-4}	ND
铅	＞0.10	＜2.5×10^{-3}	＜2.5×10^{-3}	＜2.5×10^{-3}	/	/
镉	＞0.01	＜5×10^{-4}	＜5×10^{-4}	＜5×10^{-4}	/	/
铁	＞2.0	＜0.03	＜0.03	＜0.03	/	/
锰	＞1.5	＜0.01	＜0.01	＜0.01	/	/
溶解性总固体	＞2000	1866	1865	1852	4189	3526
硫酸盐	＞350	690	687	685	689	756
石油类	≤1.0	0.06	0.05	0.05	0.01	0.03
钾	/	0.52	0.52	0.52	/	/
钠	＞400	266	259	256	/	/

项目	标准值	检测值				
		金龙1	金龙2	金龙3	136团四连2#	136团十三连3#
钙	/	1.29	1.27	1.23	/	/
镁	/	0.011	0.012	0.011	/	/
氯离子	/	448	447	446	/	/
硫酸根离子	/	690	687	685	/	/
碳酸氢根离子	/	55.7	40.2	40	/	/
碳酸根离子	/	31.3	40.3	40	/	/

由监测结果可知：项目区地下水已高度矿化，水质较差，无农业、工业及生活利用价值。

5.2.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

本次共布设3个监测点，监测点坐标见表5.2-5。

表5.2- 5　噪声监测点坐标一览表

监测点	点位名称	东经	北纬
Z1	ZJHW201井		
Z2	中佳601_H井		
Z3	中佳701_H井		

（2）监测单位及监测时间

监测时间：2021年9月20日～9月21日。

监测单位：克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司。

（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5.2- 6。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。

表5.2- 6　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	39	60	达标	37	50	达标
Z2	39	60	达标	38	50	达标
Z3	40	60	达标	38	50	达标

5.2.4 土壤环境质量现状评价

（1）监测点位

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为灰色草甸土、风沙土。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5.2- 7。

表5.2- 7　土壤监测点位

编号		坐标		性质	采样要求
		N	E		
占地范围内	T1			柱状样	在0～0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m处分别取样
	T2				
	T3				
	T4			表层样	在0～0.2m处取样
占地范围外	T5				
	T6				

（2）监测因子

T1、T3表层样监测因子：《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中的基本项目、石油烃，共计46项；

T6监测因子：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表1中的基本项目和PH值、石油烃，共计10项；

其余点监测因子：石油烃。

（3）监测单位及监测时间

监测时间：2021年9月21日～9月30日。

监测单位：克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司。

（4）评价标准

井区内土壤环境质量执行《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，井区外耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

（5）评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

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

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

监测及评价结果见表5.2- 8至表5.2-11。监测结果表明，T1、T3土壤基本项

目监测值均满足《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；T6点基本项目均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中第二类用地筛选值；各点石油烃监测值均满足《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。

表5.2- 8　T3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（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	砷	60	mg/kg	10.5	0.175	达标
2	镉	65	mg/kg	0.07	0.001	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标
4	铜	18000	mg/kg	22	0.001	达标
5	铅	800	mg/kg	4.0	0.005	达标
6	汞	38	mg/kg	0.482	0.013	达标
7	镍	900	mg/kg	58	0.064	达标
8	四氯化碳	2.8	mg/kg	ND	/	达标
9	氯仿	0.9	mg/kg	1.43×10^{-3}	0.002	达标
10	氯甲烷	37	mg/kg	ND	/	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	ND	/	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	ND	/	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	ND	/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	ND	/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	ND	/	达标
16	二氯甲烷	616	mg/kg	1.11×10^{-2}	0.00002	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	ND	/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	ND	/	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	ND	/	达标
20	四氯乙烯	53	mg/kg	1.40×10^{-3}	0.00003	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	ND	/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	ND	/	达标
23	三氯乙烯	2.8	mg/kg	ND	/	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	ND	/	达标
25	氯乙烯	0.43	mg/kg	ND	/	达标
26	苯	4	mg/kg	ND	/	达标
27	氯苯	270	mg/kg	ND	/	达标
28	1,2-二氯苯	560	mg/kg	ND	/	达标
29	1,4 二氯苯	20	mg/kg	ND	/	达标

序号	名称	标准限值（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
30	乙苯	28	mg/kg	ND	/	达标
31	苯乙烯	1290	mg/kg	ND	/	达标
32	甲苯	1200	mg/kg	ND	/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	ND	/	达标
34	邻二甲苯	640	mg/kg	ND	/	达标
35	硝基苯	76	mg/kg	ND	/	达标
36	苯胺	260	mg/kg	ND	/	达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg	ND	/	达标
38	苯并[a]蒽	15	mg/kg	ND	/	达标
39	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	ND	/	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	ND	/	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	ND	/	达标
42	䓛	1293	mg/kg	ND	/	达标
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	ND	/	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	ND	/	达标
45	萘	70	mg/kg	ND	/	达标

表5.2- 9　T1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（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	砷	60	mg/kg	8.58	0.143	达标
2	镉	65	mg/kg	0.02	0.0003	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标
4	铜	18000	mg/kg	22	0.001	达标
5	铅	800	mg/kg	3.8	0.005	达标
6	汞	38	mg/kg	0.206	0.005	达标
7	镍	900	mg/kg	36	0.04	达标
8	四氯化碳	2.8	mg/kg	ND	/	达标
9	氯仿	0.9	mg/kg	1.31×10^{-3}	0.002	达标
10	氯甲烷	37	mg/kg	ND	/	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	ND	/	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	ND	/	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	ND	/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	ND	/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	ND	/	达标
16	二氯甲烷	616	mg/kg	1.14×10^{-2}	0.00002	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	ND	/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	ND	/	达标
19	1,1,2,2-四氯乙	6.8	mg/kg	ND	/	达标

序号	名称	标准限值（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
	烷					
20	四氯乙烯	53	mg/kg	1.58×10^{-3}	0.0003	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	ND	/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	ND	/	达标
23	三氯乙烯	2.8	mg/kg	ND	/	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	ND	/	达标
25	氯乙烯	0.43	mg/kg	ND	/	达标
26	苯	4	mg/kg	ND	/	达标
27	氯苯	270	mg/kg	ND	/	达标
28	1,2-二氯苯	560	mg/kg	ND	/	达标
29	1,4 二氯苯	20	mg/kg	ND	/	达标
30	乙苯	28	mg/kg	ND	/	达标
31	苯乙烯	1290	mg/kg	ND	/	达标
32	甲苯	1200	mg/kg	ND	/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	ND	/	达标
34	邻二甲苯	640	mg/kg	ND	/	达标
35	硝基苯	76	mg/kg	ND	/	达标
36	苯胺	260	mg/kg	ND	/	达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg	ND	/	达标
38	苯并[a]蒽	15	mg/kg	ND	/	达标
39	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	ND	/	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	ND	/	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	ND	/	达标
42	䓛	1293	mg/kg	ND	/	达标
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	ND	/	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	ND	/	达标
45	萘	70	mg/kg	ND	/	达标

表5.2- 10　T6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（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	pH	/	mg/kg	8.17（无量纲）	/	达标
2	镉	0.6	mg/kg	0.04	0.07	达标
3	汞	3.4	mg/kg	0.235	0.07	达标
4	砷	25	mg/kg	5.46	0.23	达标
5	铅	170	mg/kg	3.3	0.19	达标
6	铬	250	mg/kg	43	0.17	达标
7	铜	100	mg/kg	21	0.21	达标
8	锌	190	mg/kg	47	0.25	达标
9	镍	300	mg/kg	35	0.12	达标

表5.2- 11　石油烃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	0～0.5m	6	0.001	达标
			0.5～1.5m	11	0.003	达标
			1.5～3.0m	11	0.001	达标
		T3	0～0.5m	6	0.001	达标
			0.5～1.5m	11	0.001	达标
			1.5～3.0m	10	/	达标
		T2	0～0.5m	12	/	达标
			0.5～1.5m	15	/	达标
			1.5～3.0m	11	/	达标
		T5	0～20cm	10	/	达标
		T4	0～20cm	10	0.002	达标
		T6	0～20cm	11	0.003	达标

5.2.5 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分别为草地，详见图5.2-3。

（2）土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为灰色草甸土、风沙土，详见图5.2-4。

①灰色草甸土

主要分布在项目区的西北部。灰色草甸土主要是处于各类盐化草甸植被下的盐化草甸土，它的形成总是和地下水较高有密切联系。具有生草层，局部有白盐霜，土壤表层常具有0.5～1cm的盐结皮，0～30cm处含盐量为0.5%～1.5%。土壤表层有机质含量约2%～5%。土壤溶液为弱碱性到碱性。剖面中碳酸盐无移动现象，石膏含量低于1%。氧化还原层具有锈斑和母质的片状层理。潜育层为灰蓝色或猪肝色，有时有石灰结核。

②风沙土

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0.5～1cm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4～5月间，土壤含水率可达20～30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，地表植被覆盖度可达40%～60%，到7～8月处于休眠状态。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。

（3）植物现状调查与评价

本工程所在区域农田生态系统为人工生态系统，主要为棉花和玉米等一年生经济作物，伴生有杂草。

本工程所在区域荒漠生态系统植被类型为白梭梭+多枝柽柳群系和一年生农作物。

①白梭梭+多枝柽柳群系

白梭梭+多枝柽柳群系属于小半乔木荒漠，主要分布于沙地上，稀疏的乔木中混有多枝柽柳（*Tamarix ramosissima Lcdcb*）。白梭梭高1.5m左右，形成盖度达10～20%的建群层片。形成从属层片的一年生草本植物均为典型的沙生超旱生植

物，如对节刺（*Horaninowia ulicina*）、倒披针叶虫实（*Corispermum lehmannianum*）、猪毛菜(*Salsola spp*)、沙生角果藜（*Ceratocarpus arenarius*）。

根据《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》，项目所在地区内分布的野生植物中，梭梭、白梭梭属新疆地方Ⅰ级保护植物（国家Ⅱ级保护植物）。

②一年生农作物

项目所在区域一年生农作物分布在农田内，为经济作物—棉花和玉米。

项目所在区域主要植物名录见表5.2-12。植被类型图见图5.2-5。

表5.2-12　项目所在区域高等植物种类及分布环境

中文名	学名	分布
梭梭	*Haloxylon ammodendron*	＋＋
白梭梭	*Haloxylon Persicum Bunge ex Boiss. Et Buhse*	++
琵琶柴	*Reaumuria soongorica*	＋
盐生假木贼	*Anabasis salsa*	＋＋
展枝假木贼	*Anabasis truncata*	＋＋
高枝假木贼	*Anabais elatior*	＋＋
直立猪毛菜	*Salsola rigida*	＋＋
柽柳	*Tamarix spp.*	＋
骆驼刺	*Karelinia caspia*	＋
驼绒藜	*Iljinia regelii*	＋
木碱蓬	*Suaeda dendroides*	＋
翼果霸王	*Zygophyllum pterocarpum*	＋
猪毛菜	*Salsola spp.*	＋＋
西伯利亚白刺	*Nitraria sibirixa*	＋＋
囊果碱蓬	*Suaeda physophora*	＋＋
翅花碱蓬	*Suaeda pterantha*	＋＋
肥叶碱蓬	*Suaeda kossinskyi*	＋＋
盐爪爪	*Kalidium foliatum*	＋
芦苇	*Phrogmites australis*	＋
叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	＋
棉花	*人工栽培*	＋＋
玉米	*人工栽培*	＋＋

注：＋＋为多见；＋为少见。

（4）动物现状调查与评价

本项目所在区域野生动物分布较少，主要为爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物。

5.2.6 区域水土流失现状

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区不位于新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

根据《2019新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，克拉玛依市克拉玛依区水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积3467.94km^2，占县域面积的97.96%，根据2019年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内。

5.2.7 区域沙化土及防沙治沙现状

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，项目区为非沙化土地。详见图5.2-6。

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

在站场、管线、道路及供电线架空敷设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。类比同类工程，本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，对周围大气环境影响较小。

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，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-1.5m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进入地下含水层，将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，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理。本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为地面工程建设产生的建筑垃圾。

6.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

气田开发过程中，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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）水土流失影响分析

工程施工及占地呈点线状分布，对土壤的影响包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被，可能会对项目区造成水土流失影响。

本项目建设对区域水土流失影响的程度因管线所经过的区域不同而不同。井区地面工程建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，这种影响在短时间内不会完全恢复；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，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

临时占地主要为各类管线占地，永久占地主要为井场、露点控制站占地。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一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天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

本项目工程占地类型为草地，各项作业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。场站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时性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，被破坏的地表野生植被将在一定时期内逐步恢复。

本项目临时占地面积为44800㎡。在施工结束的2年～3年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。根据现场踏勘成果，项目区草地地表植被稀疏，属于五等草地，每公顷鲜草量按照第8级草地标准计算，即750kg/hm^2，则本项目临时占地范围内草地生物损失量为3.36t/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）对动物影响分析

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。

气田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、油田设施有规律地相间组成。本项目占地面积较小，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目站场工程、管线工程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，能量流动终断，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。项目占地类型为草地，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和农田生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区自然植被盖度较低，在10～20%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。

6.2 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90×90m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草地，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	0.29	1.75	0.04025

③气象数据

以下资料为项目区内近20年气象数据统计分析，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
20 年	-31.7℃	44.0℃	0.5m/s	10m

（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/℃		44.0
最低环境温度/℃		-31.7
土地利用类型		草地
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	/
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

表 6.2- 4　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放量（t/a）	排放形式	排放参数
单井采气井场	NMHC	0.0677	无组织排放	20m×20m×5m
露点控制站	NMHC	0.2709	无组织排放	200m×200m×5m
单井燃气水套加热炉烟气	颗粒物	0.0009	有组织排放	H=8m，Φ=0.2m，T=100℃
	SO_2	0.034		
	NO_x	0.123		

（6）预测结果

预测结果详见表 6.2- 5、6.2-6。

表 6.2- 5　无组织废气预测结果一览表

污染源	主要污染物	
	非甲烷总烃	
	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）
单井采气井场	15.27	1.13
露点控制站	22.54	0.76

表 6.2- 6　单井燃气水套加热炉烟气预测结果一览表

污染源	主要污染物					
	颗粒物		二氧化硫		氮氧化物	
	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）
单井燃气水套加热炉	0.03	0.01	1.16	0.23	4.21	2.11

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，对区域大气环境影响较小。

（6）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，项目有组织排放的燃气水套加热炉烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3特别排放限值，无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《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。

6.2.2 运营期水环境影响分析

（1）正常工况下对地下水环境影响分析

含油污水、井下作业废水集中收集后由罐车拉运至81#联合处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；生活污水集中收集于化粪池中定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。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。

（2）事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况下，本项目轻烃储罐、单井采气管线破损泄露导致油品外泄，石油类污染物有可能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。

②预测情景设定

据前节工程分析，本次评价针对单井采气管线和60m³储罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

③泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设罐底出现穿孔（孔径20cm）且防渗层全部失效，则裂口总面积为0.03m²，单井采气管线发生全管径泄漏，裂口面积为0.008m²，泄漏速度Q_L用柏努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取0.65；

A——裂口面积，m²；

ρ——泄漏液体密度；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s²；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表6.2- 7。

表6.2- 7　设定事故条件下管线、储罐的泄漏速率计算结果

事故类型	泄漏口面积(m²)	泄漏口之上液位高度(m)	储油罐底部压力	环境压力	液体密度(kg/m³)	泄漏速度(kg/s)
油罐泄漏	0.03	3.8	0.29MPa	0.1MPa	814	351
单井采气管线泄漏	0.008	0	2.5MPa	0.1MPa	814	558

据上表，油罐泄漏速度为351kg/s，单井采气管线泄漏速率为558kg/s。假定发现泄漏后10min处理完毕，切断事故阀门，则储油罐泄漏油品量约为211t，单井采气管线泄漏量按最长管线容积计算为65t。按照土壤表层对污染物截留率90%计算,油罐泄漏后可能进入含水层的物料为21.1t，单井管线泄漏后可能进入含水层的物料为6.5t。

④影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_LD_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_Lt}+\frac{y^2}{4D_Tt}\right]}$$

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m^2/d)；

D_t—横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π—圆周率；

模型中所需参数及来源见表 6.2- 8。

表 6.2- 8　模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	21.1t、6.5t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	600m
4	u	水流速度	1m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.12m^2/d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.012m^2/d
7	n_e	有效孔隙度	0.12

当发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2- 9。

表 6.2- 9　地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间（d）	最大浓度（mg/L）	下游最大浓度对应距离（m）
油罐	石油类	100	6.145	100
		500	1.229	500
		1000	0.614	1000
单井管线	石油类	100	1.893	100
		500	0.378	500
		1000	0.189	1000

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，储罐发生泄漏后100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和1000m，单井管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和 1000m。项目区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 50～150m，泄漏的凝析油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，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

本项目噪声源主要为露点控制站中的机泵，四周设栅栏，机泵设置隔声间并采取基础减震，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：

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20lg（r/r_0）$$

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—参考位置距离声源距离，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：

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

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：

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

式中：L_{eqg}——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}——预测点的背景值，dB(A)。

（2）噪声源源强及分布

露点控制站内机泵噪声源强在85～105dB（A）之间，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)。项目工程主要噪声源强见表6.2- 10。

表6.2- 10　项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级[dB（A）]
机泵	2	75

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表6.2- 11。

表6.2- 11　厂界噪声贡献值预测结果　[单位：dB（A）]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
露点控制站	东厂界	39	昼间60 夜间50	达标
	南厂界	41		
	西厂界	43		
	北厂界	40		

由预测结果可知：露点控制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，且周边无声环境敏感点，因此工程

实施后不会对周围声环境产生明显影响。

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，做到凝析油100%回收，固体废物主要为生活垃圾，集中收集后送至克拉玛依市生活垃圾填埋场；事故状态下的含油污泥属于《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，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，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、管线及储罐泄漏等事故，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。

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。日常巡检依托周边已建农用道路，因此管线运营期对农田无影响。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。气田生产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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气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、轻烃。风险单元为单井采气管线、露点控制站、外输管道，计算三个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	危险物质在线量（t）		危险物质临界量（t）	Q值	风险潜势等级
单井采气管线	凝析油	68	2500	0.0272	Ⅰ
	天然气	0.066	10	0.0066	
露点控制站	轻烃	944	2500	0.3776	
外输管道	天然气	0.045	10	0.0045	
/	合计	/	/	0.4159	

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，无环境敏感目标。

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、轻烃和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表6.4- 2。

表6.4- 2 凝析油/轻烃、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/轻烃	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，在危险货物品名表中编号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、凝析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油品和天然气溢出，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产生火灾、爆炸事故。

外输管线沿途穿越工程众多，除管线自身老化或运行操作不当等因素外，还有可能受农田耕作或其他工程施工等因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故。

③储罐危险性识别

储罐设计、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。发生的事故主要为储罐发生破裂造成的油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，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产生火灾、爆炸事故。

④罐车泄漏

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，轻烃拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内轻烃溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的轻烃如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

（3）风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、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、储罐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

外输管线输送介质为天然气（干气），不含凝析油，即使发生泄露事故也不会对土壤造成影响。而集气管线中含有凝析油，集气管线泄漏时常伴有凝析油泄露，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，凝析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（落地油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

外输管线及集气管线中的天然气泄露对植被影响不大，而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；二是凝析油污染土壤造成的土壤理性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

外输管线及集气管线中的天然气泄露对地下水无影响，而凝析油泄漏则可能造成油品下渗，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，送至主体装置区进行处理，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0cm～10cm或0cm～20cm表层土壤中，其中表层0cm～5cm土壤截留了90%以上的泄漏凝析油。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

外输管线及集气管线发生泄漏事故后，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，对沿线居民或农田务农人员造成影响，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死

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，发生在农田范围内还会造成农作物焚毁、土壤污染。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。

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，最大限度避免落地油产生，凝析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，凝析油 100%回收，而泄漏物料和落地油应及时回收、处置。

6.5.2 油气集输及各站场事故风险预防措施

（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）采气井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

（8）定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

（9）明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

（10）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。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 危废运输风险防范措施

（1）配备具有危险废物运输资质的驾驶员和押运员。

危险废物运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。

（2）车辆安全状况和安全性能合格

出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运

行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

（3）危险废物装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行。承载易燃易爆的采出液时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合JT230规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装运含油污泥时，应预留容积不得少于罐体总容量5%的膨胀余量。含油污泥中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

（4）精心驾驶，平稳行车

行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

（5）行车途中勤检查

危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有凝析油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

（6）应急处理准备充分

要检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

6.5.4 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、储罐泄漏等事故时，上层能收集的凝析油回收送81号联合站原油处理系统处理，无法收集的凝析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《采气一厂环境突发事件专项应急预案》，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突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

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	新疆油田分公司采气一厂中佳2区块地面建设工程
建设地点	项目行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，中佳701_H西北距克拉玛依市市区约41km，ZJHW201井东侧距玛纳斯河约1km，露点控制站西侧距小拐镇约11km
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为天然气、凝析油和轻烃，主要分布在单井采气管线、露点控制站和外输管线等单元
环境影响途径及危害后果	管线、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油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；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 施工期大气环境保护措施

（1）使用符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

（2）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。

（3）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。

（4）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（5）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

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，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，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”。

7.1.5 施工期土壤污染防治措施

（1）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。

（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）设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）对井区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。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。

（3）施工结束后，对单井井场、露点控制站等永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（4）管线敷设时，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，以便于后期植被的自然回复；严格控制外输管道作业带宽度。

（5）施工过程中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植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

（6）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；遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

（7）施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被的自然恢复。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳草地补偿费。

（9）加强施工期环境监理，监理对象为井场、站场建设和管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

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，植被稀疏区域建立场站。

（2）井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，减少扬尘。

（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）管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（5）工程主管部门积极主动，加强水土保护管理，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。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气环境保护措施

（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。

（2）定期对集输管线、外输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止凝析油、天然气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

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

（4）应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，并在5日内完成修复。

（6）轻烃储罐采用压力罐，储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐

在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）井下作业均带罐作业，井场设专用收集罐收集；露点控制站产生的含油废水进地埋式污水罐。井下作业废水及天然气站内含油污水均采用罐车拉运至81#联合处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

（2）定期对井场的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止凝析油 “跑、冒、滴、漏”的发生。

（3）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对外输管道进行检查，一旦发现异常，及时维修，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（4）定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

（5）露点控制站防渗措施

①源头控制

加强设备维修保养，定期检修，一旦发现异常，及时采取措施，防止凝析油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②防渗设施

危险废物暂存间属于重点防渗区，其防渗性能应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）及修改单要求，防渗层渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s。根据本项目防渗要求，同时参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），提出防渗方案如下：

★混凝土防渗层的耐久性应符合现行国家标准《混凝土结构设计规范》（GB50010），表层应为抗渗钢筋混凝土、抗渗素混凝土防渗层，混凝土强度等级

不低于C25，抗渗等级不低于P6，厚度不低于100mm。

★混凝土防渗层应设置缩缝，纵向、横向垂直相交，间距3～3.5m，采用切缝，宽度宜为6～10mm，深度宜为16～25mm，封内应填置嵌缝密封料和背衬材料，密封料表面应低于地面2mm。

★混凝土防渗层应设置胀缝，纵向、横向垂直相交，间距20～30mm，宽度宜为20～30mm，嵌缝密封料宽深比宜为2:1，深度宜为10～15mm，封内应填置嵌缝板、密封料和背衬材料，密封料表面应低于地面2mm。

★混凝土防渗层在墙、柱、基础交界处应设置衔接缝，缝宽宜为20～30mm，嵌缝密封料宽深比宜为2:1，深度宜为10～15mm，封内应填置嵌缝板、密封料和背衬材料。

★嵌缝密封料宜采用道路用硅酮密封胶等耐候型材料；嵌缝板宜采用闭孔型聚乙烯泡沫塑料板或纤维板；背衬材料宜采用闭孔膨胀聚乙烯、聚氯乙烯或弹性聚丙烯泡沫棒，泡沫棒直径不应小于缝宽的1.25倍。

★防渗层内不得埋设水平管线，管线垂直穿越地面时应设置衔接缝。

★高密度聚乙烯（HDPE）膜，厚度不宜小于2mm，埋深不宜小于300mm。膜上、膜下应设置保护层，保护层可采用长丝无纺土工布，膜下保护层也可采用不含尖锐颗粒的砂层，厚度不宜小于100mm。膜上保护层以上应设置砂石层，厚度不宜小于200mm。

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，露点控制站及各井场厂界能够满足《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

本项目运营期生活垃圾送至克拉玛依市生活垃圾填埋场。事故状态下会产生一

定量的落地油，落地油上层能收集，尽量收集，送至81#联合处理站原油处理系统处理，不能收集的落地油和受浸染的土壤为含油污泥，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。

本项目运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地油。

（2）加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（3）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）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

（4）生活垃圾送至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

7.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）巡检车辆及运输罐车严格按照既定拉运路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）定期巡检，巡检时应对井口阀门处、露点控制站装置区、轻烃油罐及管线沿线进行仔细检查；加强储罐、法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理。

（3）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应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，降低对土壤环境质量的影响程度。

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）定时巡查站场设备设施等，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，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

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

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

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，可有效保护本项目生态环境。

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。

（2）井场及站场生态恢复治理

本次部署的3口井封井需拆除井口装置，截去地下1m内管头；拆除露点控制站各项生产设施，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

井场集输管线及外输管线维持现状，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。种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后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，临时占地的植被在未来3～5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。外输管线作业完成后，及时清理施工迹地。

7.4 环保投资分析

项目总投资15236.89万元，环保投资约313万元，占总投资的2.05%。本项目环保投资估算见表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	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	100
	废气	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	10
		储罐	采用密闭压力罐	50
	废水	含油污水，井下作业废水	采用专用废液、废水收集罐收集，集中收集后送至81#联合处理站采出水处理系统处理	30
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	15
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下1m内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	45
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	38
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	10
合计				313

7.5 依托可行性分析

7.5.1 依托设施环保手续履行情况

本项目含油废水依托81#联合处理站采出水系统进行处理，生活污水依托克拉玛依市第二污水处理厂处理，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

工程名称	环评批复机关、文号及时间	验收批复机关、文号及时间
中国石油新疆油田分公司克拉玛依油田环境影响后评价报告书	原自治区环保厅 新环函〔2014〕900号	/
采油二厂81#联合站污水处理系统改造工程	原克拉玛依市环保局 克环保函〔2012〕225号	原克拉玛依市环保局 克环保函〔2015〕569号
克拉玛依市第二污水处理厂工程	原自治区发改委、建设厅 新环监建函〔2008〕97号	/
克拉玛依市第二污水处理厂二期工程	原克拉玛依市环保局 克环保函〔2017〕210号	/

7.5.2 含油污水、井下作业废水处理依托可行性分析

81#联合处理站采出水系统设计处理规模为17000m³/d，采出水处理采用重力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺，原油处理站5000m³沉降罐排出的含油污水进入2座2000m³重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入2座1000m³反应缓冲罐，经反应提升泵打入3座500m³反应罐内，同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂，在反应罐内中心反应筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，通过排污管线排出。经反应罐处理净化后的出水靠重力，进入2座2000m³斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经1座2000m³过滤缓冲罐然后进入2座2000m³净化水罐，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相关要求，净化水经外输泵提升后，输至701、702、703、801、802各注水泵站。目前站内富余处理能力为703m³/d，本项目含油污水、井下作业废水产生量约为513m³/a，81#联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。

7.5.3 生活污水依托可行性分析

克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依区，地理位置坐标东经84° 55′ 51″，北纬45° 31′ 47″。污水处理采用生物滤池法进行处理，一期污水设计处理能力5×10⁴m³/d，二期污水设计处理能力10×10⁴m³/d，目前一期为停运改造状态，仅二期运行，现实际处理量约为7.8×10⁴m³/d，余量2.2×10⁴m³/d。本项目施工期生活污水产生量相对于污水处理厂富余处理能力所占比例较小，污水处理厂富余处理能力可满足本项目需求。

本项目产生的生活污水量少，仅47m³/a，可以依托克拉玛依市第二处理厂处理。

7.5.4 危险废物依托可行性分析

项目事故状态下含油污泥委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处理，该公司可接收的危险废物为HW08废矿物油与含矿物油废物，危废经营许可证有效期限至2023年4月15日。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司含油岩屑（污泥）处理一厂位于克拉玛依市石化工业园区金东一街，占地面积13334㎡，建设了一套热脱附（OSTDS）装置，热脱附装置设计处理能力10t/h，年处理能力8万吨/年。油基混合物使用热脱附技术，采用无氧（或低氧）条件下间接加热（＜600℃）使油相和水相蒸发成为热脱附含油蒸汽，与固相分离，含油蒸汽冷凝后油水分离，剩余残渣含油率（TPH）＜2%，油相回收于油基钻井液配置；污水经厂区内项目配套污水处理装置后用于残渣喷淋降尘，不外排。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司热脱附法处理含油岩屑(污泥)设计处理能力为8万吨/年，本项目事故状态下产生的含油污泥量较少，相对于其处理能力所占比例很小，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质量安全环保处，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分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，井区主要管理工作均依托采气一厂完成，采气一厂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。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的含油污水送至81#联合处理站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强集中露点控制站油气集输、处理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，尽快消除事故隐忠，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

应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主管部门审批本工程的环境影响报告书，克拉玛依市生态环境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	实施时间	监督单位	资金保证
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。站场建设施工前，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，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	工程承包商	施工期	所在行政区环境保护行政主管部门	纳入工程费用
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				
4	声环境	在管线和站场等地面工程施工过程中，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				

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及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

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	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被。	中国石油新疆油田分公司	运营期	自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及克拉玛依区分局	纳入工程费用
2	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。对露点控制站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测。				
4	水环境	对依托的采出水设施定期维护。				
5	管道保护	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	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。				纳入运营期管理费用
7	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。				
8	固体废物处置	事故状态产生的落地油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。				

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	实施时间	监督单位	资金保证
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	退役期	自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及克拉玛依区分局	纳入退役期闭井管理费用
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81#联合处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	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　　本项目有组织废气污染物排放清单

污染源项目	污染源名称	排放量(m^3/a)	污染物	污染物产生情况		排放源参数			运行时间(h/a)
				浓度(mg/m^3)	产生量(kg/a)	高度(m)	直径(m)	温度(℃)	
燃气水套加热炉	燃气水套加热炉烟气	1685600	颗粒物	1	2.7	8	0.2	100	8400
			SO_2	137.3	365.76				
			NO_X	38.16	108.48				

表 8.3- 2　　本项目无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量（t/a）	治理措施	处理效率（%）	污染物排放情况	执行标准	面源排放参数			排放时间（h/a）
						排放量（t/a）	厂界浓度（mg/m^3）	长（m）	宽（m）	排放高度（m）	
无组织废气	天然气集输、处理及贮存	非甲烷总烃	0.474	装置区配套有机废气泄漏检测与修复系统，轻烃采用压力罐罐，油品装卸采取底部装载等方式，选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期加强检修	/	0.474	4	3000	9000	5	8400

表 8.3- 3　　本项目噪声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	总量指标
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)	——	——
固体废物治理		生活垃圾	产生量 1.3t/a	填埋	——	——	0t/a

8.4 企业环境信息公开

采气一厂参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第31号）等规定，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）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（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）井位、站场选址布设是否满足环评要求； 2）各站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）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； 4）站场硬化是否达到要求； 5）废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1）管线选线是否满足环评要求。 2）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	
3	道路建设现场	1）道路是否满足环评要求； 2）施工作业是否超越了限定范围； 3）临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4）施工人员是否安操作规程及相关规定作业；	
4	其它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3）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

本项目运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）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	废气	1次/年	露点控制站厂界	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
			燃气水套加热炉出口	NO_x、SO_2、颗粒物	GB13271-2014表3		
	噪声	4次/年	井场、露点控制站厂界四周	等效连续A声级	GB12348-2008 2类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1次/年	利用项目区下游村庄的水源井进行监测，至少布设1个监测点	石油类	GB/T14848-2017 III类；石油类参照GB3838-2002 III类	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	土壤环境质量跟踪监测计划	1次/5年	场站装置区、罐区等易受污染区域非硬化场地	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、场站	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
	燃气水套加热炉烟气	NO_x、SO_2、颗粒物	燃气水套加热炉排气筒出口	加强设备检修	确保天然气充分燃烧，污染物达标排放	《锅炉大气污染物排放标准》GB13271-2014表3特别排放限值

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
废水	含油污水	石油类、COD	各井场	采用专用罐车拉运至81#联合站	处理达标后用于油田生产注水	查阅接受协议
噪声	各类机泵	噪声	井场、站场	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	事故状态下侵染的土壤	HW08类	井场、站场、管线	发生事故后及时处理和清运落地油及浸染土壤	交由有资质的单位处理	签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	井场、场站、管线	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；井场、站场、管线周边自然植被恢复情况、农田复垦情况	
环境管理			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

9.1.1 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。

工程占地主要为站场、井场、管线等工程占地，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 结论与建议

10.1 建设项目概况

本项目拟在中佳2区块部署3口采气井，新建天然气产能19.5×10^4m^3/d，新建采气井场3座、单井采气管线13.1km、燃料气管线13.1km、露点控制站1座、2km露点控制站外输管线1条，并配套仪表自动化、通信、供配电、物联网、消防、道路等公辅工程。项目总投资15236.89万元，环保投资约313万元，占总投资的2.05%。

10.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在克拉玛依市SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10}、$PM_{2.5}$长期浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量达标区域，NMHC满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值2.0mg/m^3要求。

（2）地下水

各因子可满足《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类标准值。

（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 污染物排放情况结论

（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和燃气水套加热炉燃烧烟气，燃气水套加热炉烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3特别排放限值，无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《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，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。运营期废水主要为含油污水，集中收集后、处理达标后回注油藏。

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

施工期的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罐车的交通噪声，运营期站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（昼间60dB(A)，夜间50dB(A)）。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工建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。运营期固体废物为生活垃圾，定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场；事故状态下含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08类危险废物，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物根据其废物属性，按照危险废物处置要求安全处置，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凝析油进入土壤，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

本项目涉及的危险物质为凝析油、轻烃和天然气，风险潜势为Ⅰ，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线及储罐泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，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。

10.4 环境保护措施

（1）施工期

本项目施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短

暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

（2）运营期

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；非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放；烃储罐采用压力罐，储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水处理达标后的净化水回注油藏，不外排。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；定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

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。

运营期生活垃圾送至克拉玛依市生活垃圾填埋场，事故状态下产生的含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08类危险废物，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

10.5 经济损益性分析

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。

10.6 环境管理与监测计划

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。

10.7 总结论

本项目符合国家相关产业政策。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的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。