# 新疆油田分公司采气一厂玛纳2井区地面建设工程

# 环 境 影 响 报 告 书

（征求意见稿）

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.....2

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.....3

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.....14

2.6 环境保护目标.....18

2.7 评价内容与重点.....18

2.8 环境功能规划.....19

2.9 相关规划及政策符合性分析.....20

3 玛河气田开发现状回顾.....29

3.1 区域位置.....29

3.2 油气资源概况.....29

3.3 玛河气田勘探开发历程.....29

3.4 地面工程建设现状.....30

3.5 现有及在建工程环境影响回顾.....38

4 建设项目工程分析.....45

4.1 建设项目概况.....45
4.2 项目建设内容.....45
4.3 环境影响因素识别及污染源分析.....53
4.4 总量控制指标.....59
4.5 清洁生产分析.....59
**5 环境质量现状调查与评价.....65**
5.1 自然环境现状调查与评价.....65
5.2 环境质量现状调查与评价.....66
**6 环境影响预测与评价.....77**
6.1 施工期环境影响预测与评价.....77
6.2 运营期环境影响预测与评价.....81
6.3 退役期影响分析.....89
6.4 环境风险分析.....90
6.5 环境风险事故防范措施.....93
**7 环境保护措施论证分析.....97**
7.1 施工期环境保护措施.....97
7.2 运营期环境保护措施.....99
7.3 退役期环境保护措施.....101
7.4 环保投资分析.....104
7.5 依托可行性分析.....105
**8 环境管理与监测计划.....107**
8.1 环境管理机构.....107
8.2 生产区环境管理.....107
8.3 污染物排放的管理要求.....112
8.4 企业环境信息公开.....114
8.5 环境监测与监控.....114

**9 环境影响经济损益分析.....118**

9.1 环境社会效益分析.....118

9.2 环境经济损益分析结论.....119

**10 结论与建议.....120**

10.1 建设项目概况.....120

10.2 环境质量现状结论.....120

10.3 污染物排放情况结论.....120

10.4 环境保护措施.....123

10.5 公众意见采纳情况.....123

10.6 经济损益性分析.....123

10.7 环境管理与监测计划.....124

10.8 总结论.....124

# 1 概述

## 1.1 项目背景

玛纳2井区行政隶属于新疆生产建设兵团第八师石河子市，属于玛河气田开发区域，玛河气田现有1座天然气处理站（玛河气田天然气处理站）、2座集气站（1号集气站和2号集气站）、8口生产井（井号分别为玛纳1、玛纳001、MN1005、MN1006、玛纳003、MN1002、MND1003、MN1004井）、各类集气管线35.33km，目前日产气约150.9×$10^4$$m^3$，日产油约62t，日产水约9.4t。

根据中国石油新疆油田分公司“提质增效”工作要求，中国石油新疆油田分公司采气一厂拟在玛纳2井区部署3口生产井，单井设计天然气产能30×$10^4$$m^3$/d、凝析油产能14.24$m^3$/d，新建单井采气管线8.5km、道路5.3km，配套建设配套建设给排水、供电等公辅工程。

## 1.2 建设项目主要特点

本项目共部署3口采气井，建设内容包含钻井、井口装置、单井采气管道、道路等地面设施，主要特点为污染与生态影响并存。项目施工期对生态环境影响较小，项目的建设将提高南缘地区整体油气开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的社会经济效益。

## 1.3 环境影响评价过程

本项目为天然气开采项目，为玛河气田扩边开发项目，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中的“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发，需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8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1.3-1。

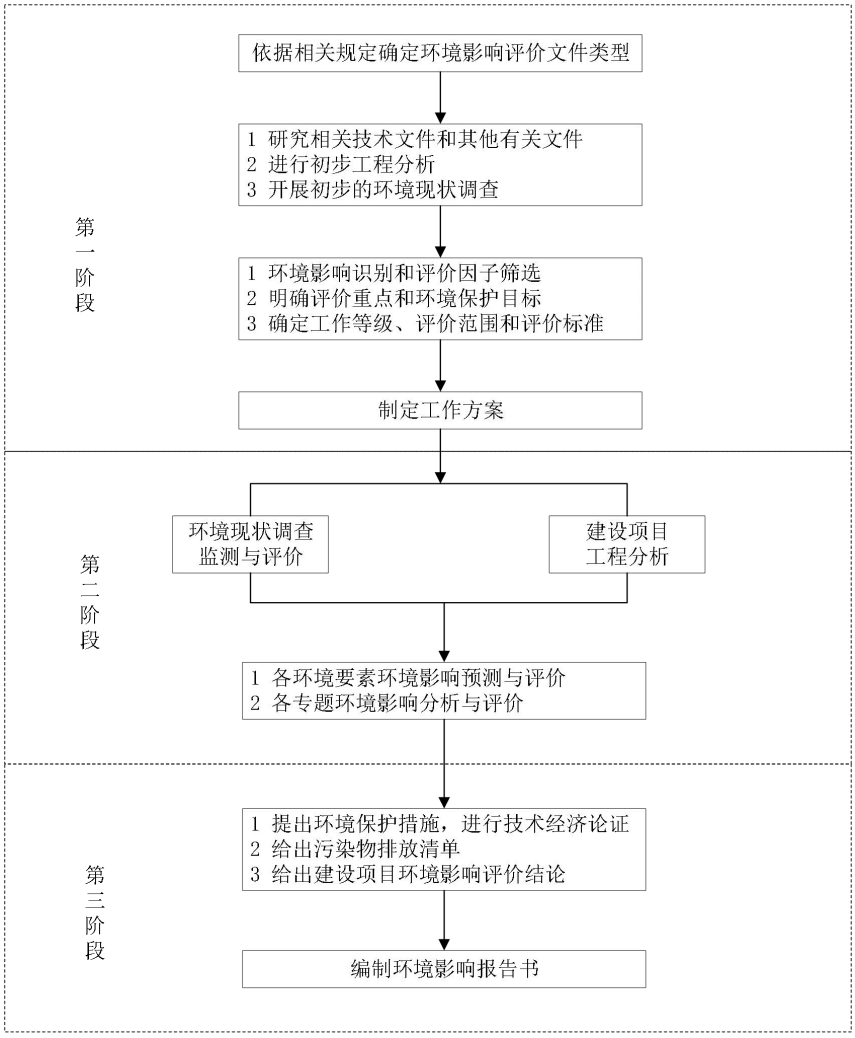



**图1.3-1　环境影响评价工作程序图**

## 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钻井工程、地面工程建设、采气、井下作业、天然气集输等各工艺过程，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。项目涉及的环境敏感区为水土流失重点预防区，根据《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》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。

## 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、噪声、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。

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

### 1.6.1 产业政策相符性分析

本项目为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中的“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。

### 1.6.2 选址选线合理性分析

本项目位于石河子市南部山区，各井场选址处植被稀疏，野生动物较少，单井采气管线和道路路由避开了植被茂密区，对周围生态环境影响较小；减少了对周围植物的影响，产生的无组织挥发性废气量较少，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，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。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）《关于印发<第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》，师市发〔2021〕24号,2021年6月23日；

（16）《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》（新政发〔2016〕140号），2016年12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玛纳2井区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8月30日；

（2）《玛河气田玛纳2井地面建设工程》，中油（新疆）石油工程有限公司，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，分析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、生活污水、生活垃圾、钻井岩屑及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、噪声、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液等，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 | 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、生活污水 | 建筑垃圾、生活垃圾、钻井岩屑 | 施工车辆施工设备 | 无组织挥发烃类 | 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液 | 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 |
| 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、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、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、$H_2S$ |
| | 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 | 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 |

| 环境要素 | 项目 | 评价因子 |
|---|---|---|
| | | 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，$H_2S$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，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 |
| 8 | $H_2S$ | 1小时平均 | 10 | μg/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2.4-4。

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 | 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

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 | 65 | 55 | GB3096-2008 3 类 |

④土壤环境

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 2.4-6。

表 2.4-6　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 |
| 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 |

| 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） |
|---|---|---|---|---|---|
| 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 | | | |

（2）污染物排放标准

①废气

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/$m^3$），具体见表2.4-7。

**表2.4-7　大气污染物排放标准**

| 污染源 | 污染物 | 排放限值（mg/$m^3$） | 标准来源 |
|---|---|---|---|
| 油气集输 | 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、2号集气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3类限值，具体见表2.4-8。

**表2.4-8　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、2号集气站厂界 | 65 | 55 | GB12348-2008　3类 |

（3）污染控制标准

水基岩屑在井场暂存须符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物的收集、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。

**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 |
|---|---|---|---|---|
| 天然气集输及处理 | NMHC | 3.75 | 无组织排放 | 274m×274m×8m |

**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 | 预测结果 | |
|---|---|---|
| | 最大落地浓度（μg/m$^3$） | 占标率（%） |
| 油气集输 | 92.7200 | 4.64 |
| 最大落地浓度距离（m） | 386 | |

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4.64%，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 2.5-3　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

运营期无生产废水排放，项目与地表水——玛纳斯河无水力联系。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。建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表2.5-5。

**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》中界定的涉及地下水环境敏感区 | |

**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”。

本项目为天然气开采项目，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2.5-5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3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三级。

（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，本项目总占地面积为239650m$^2$，其中永久占地56150m$^2$，临时占地183500m$^2$，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<br>生态敏感性 | 工程占地（水域）面积 | | |
|---|---|---|---|
| | 面积≥20km$^2$<br>或长度≥100km | 面积2km$^2$～20km$^2$<br>或长度50km～100km | 面积≤2km$^2$<br>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0.24km$^2$，管线、道路及架空线路总长度21.3km，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

本项目为天然气开采项目。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，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2.5-7。

**表2.5-7 污染影响型评价工作等级划分表**

| 占地规模<br>敏感程度<br>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5.615hm$^2$，≤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 |

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。根据表2.5-7判定，项目区土壤环境影响评价工作等级为三级。

（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2.5-9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采气管线管线，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 | 以单个井场为中心，边长为 5km 的矩形形成的包络线范围 |
| 地 下 水 | 以井场为中心，以地下水流向为长轴，井场四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km |
| 声 环 境 | 各井场、处理站边界向外 200m |
| 土壤环境 | 各井场、处理站边界向外 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，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。项目所在地属于水土流失重点预防区。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1。

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 3 类 |
| 生态环境 | 水土流失重点预防区 | 项目区内 | 天山北坡国家级水土流失重点预防区 |
| | 野生动植物 | 项目区内 | 保护野生动植物生境不被破坏 |

## 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 | 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 |

| | |
|---|---|
| 生态环境 | Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—$Ⅱ_5$准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—26乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区 |

## 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》将加大准噶尔盆地南缘大型油气田建设，促进油气增储上产，本项目的建设符合规划要求。

（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。本项目属于天然气资源开发，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，对天然气开采过程中的废气、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。

（4）水土保持规划相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，项目所在地石河子市属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。预防规划措施主要为在天山北坡城市群，加强城市水土保持工作，搞好城市的水土保持规划，加强生产建设项目的水土保持监督管理，特别是城市建筑垃圾的管理，在城市建设扩张过程中，做好城市外围荒漠林草的生态修复工作。

本项目水土流失防治将执行建设类项目一级标准，工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。综上，本工程选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》及《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2008）要求。

### 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，防止产生落地原油。产生的落地原油后，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工艺，油气集输损耗率系数约为0.24% | 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 | 本项目天然气管输至玛河气田天然气处理站处理，不放空 | 符合 |
| 6 | 在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污 | 本项目无废水产生 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 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 | | |
| 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；针对井型、气藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、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 | 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 | 项目钻井过程符合清洁生产相关要求，钻井技术先进，钻井液体系设计切合实际，并配备了井控措施，钻井 | 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 |
|---|---|---|---|
| | | 液采用不落地技术处理 | |
| 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 | 钻井时采用水泥浆固井，隔绝井筒和地层，防止污染地下水；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 |
| 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 | 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，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；钻井岩屑交由第三方综合处置利用；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 |
| 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。天然气处理站新建监控室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 | 中国石油新疆油田分公司目前正在组织编制《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” | 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 |
|---|---|---|---|
| | 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 | 地面工程发展规划环境影响评价》 | |
| 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。 | 本项目是以玛纳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 |
| 3 | 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 | 井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位拉运至岩屑处置公司进行处理。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 |
| 4 | 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 | 本项目采油密闭集输工艺，减少了油气的无组织挥发 | 符合 |
| 5 | 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 | 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，钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声 | 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 |
|---|---|---|---|
| | 态保护措施 | 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 | |
| 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 | 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，建设单位应接受新疆生产建设兵团生态环境局及新疆生产建设兵团第八师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 | 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 |

| 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 |
|---|---|---|---|
| | 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 | | |
| 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 | 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。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 |

（5）与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》相关要求的符合性分析

项目的建设符合《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》中的相关要求，详见表2.9-5。

**表2.9-5　于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》的相符性分析**

| 序号 | 《意见》中相关规定 | 本项目采取的相关措施 | 相符性分析 |
|---|---|---|---|
| 1 | 提高环境准入标准。严格执行国家产业、环境准入政策，防范过剩和落后产能跨地区转移 | 项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属过剩和落后产能项目 | 符合 |
| 2 | 促进清浩生产。加强对重点企业的清洁生产审核和评估验收。所有重点企业完成清洁生产强制审核，按照行业清洁生产级标准实施技术改造。将清洁生产实施情况纳入企业环保绩效考核和企业环境行为评价范围 | 本项目从钻井、井下作业及气藏开采均采取了清洁生产措施，符合相关标准要求 | 符合 |
| 3 | 严格污染物排放标准。认真落实《重点区域大气污染物排放特别限值的公告》（环保厅2016第45号）的要求，钢铁、石化、火电、水泥等行业和燃煤锅炉严格执行重点行业污染物特别排放限值要求。其他工业企业一律执行国家最新污染物排放标准，减少污染物排放总量。严格执行无组织排放监测浓度限值和恶臭污染物厂界标准 | 运营期监测计划提出了厂界无组织废气的监测要求 | 符合 |
| 4 | 加快淘汰落后产能。加大钢铁、水泥、焦炭、玻璃、煤炭等行业落后产能淘汰力度。实施差别电价、惩罚性电价等价格杠杆，推进落后、过剩产能退出。全面排查区域内装备水平低、环保设施差的小型工业企业，制定分年度治理、撤迁、淘汰专项整治工作方案，取缔不符合国家产业政策的严重污染项目 | 项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属过剩和落后产能项目 | 符合 |

## 2.9.3 “三线一单”符合性分析

根据《第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案》（师市发〔2021〕24号），本项目位于编码ZH65900120005的石河子市152团重点管控单元，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2.9-6　河子市“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 |
|---|---|---|---|---|
| 重点管控单元（ZH65900120005） | 空间布局约束 | （1）执行大气环境布局敏感区及有关一般生态空间布局约束准入要求。<br>（2）应以地下水限采量作为刚性约束，及时调整年度用水总量控制目标，合理拟定地下水开采计划。<br>（3）严格执行建设项目环境影响评价及排污许可制度、“三同时”制度和污染物总量控制制度。改善道路和交通状况，加大机动车尾气治理力度，推广使用清洁燃料。做好城市防护林带建设，加强建筑施工及道路运输监督管理。 | 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 | 符合 |
| | 污染物排 | （1）执行大气环境布局敏感区及有关一般 | 本项目仅新增无组 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 放管控 | 生态空间污染物排放管控要求。 | 织VOCs排放，可以实现达标排放 | |
| | 环境风险防控 | （1）执行大气环境布局敏感区及有关一般生态空间环境风险防控要求。 | 本次环评要求建设单位应严格落实环境风险防控措施 | 符合 |
| | 资源利用效率 | （1）执行大气环境布局敏感区、地下水限采区及有关一般生态空间资源利用效率管控要求。<br>（2）合理选择水源，确定供水分区和水厂位置。建设安全、高效、经济的供水系统。 | 本项目运营期仅消耗电能和新鲜水，资源消耗水平较低 | 符合 |

# 3 玛河气田开发现状回顾

## 3.1 区域位置

玛纳2井区行政隶属于新疆生产建设兵团第八师石河子市，北距石河子市中心城区约14km，东北距玛纳斯县中心城区约18km。区域位置详见图3.1-1。

## 3.2 油气资源概况

### 3.2.1 气藏类型及油层分布

本项目开采层位为紫泥泉子组，气藏类型为断块型气藏，断裂为气藏主控因素，且每个小断块具有独立的气水界面及压力系统，气水界面由西向东有逐渐降低的趋势。

### 3.2.2 油气水性质

玛纳2井区采出物包括凝析油、天然气及采出水，气藏中硫化氢未检出，地层水地层水平均矿化度为16689mg/L，平均氯离子为3188mg/L，水型主要为$NaHCO_3$型。油、气性质分别见表3.2-1和表3.2-2。

**表3.2-1　玛纳2井区凝析油性质参数一览表**

| 密度（$t/m^3$） | 初馏点（℃） | 凝固点（℃） | 馏分＜150℃（%） | 馏分＜170℃（%） | 总馏量（%） |
|---|---|---|---|---|---|
| 0.7775 | 105 | -30.01 | 29.1 | 17.1 | 97.5 |

**表3.2-2　玛纳2井区天然气性质参数一览表　　单位（V%）**

| 相对密度 | 甲烷 | 乙烷 | 丙烷 | 异丁烷 | 正丁烷 | 异戊烷 | 正戊烷 | 己烷 | 二氧化碳 | 氮 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0.6275 | 88.84 | 4.09 | 1.01 | 0.35 | 0.36 | 0.22 | 0.24 | 0.15 | 0.04 | 4.69 |

## 3.3 玛河气田勘探开发历程

玛纳斯背斜发现于1935年地面地质调查时期，1985～1997年在该区完成了24条山地二维地震测线，总长427.6km，主测线间距达到3km左右，基本查明了玛纳斯背斜的构造形态与展布特征。1998年四川管理局在玛纳斯背斜钻探川玛1井，完钻井深

4568m，井底地层为下白垩统吐谷鲁群(K1tg)。

2002年新疆油田公司完成新一轮次的二维地震勘探，测网密度达到2km×6km，落实了玛纳斯背斜圈闭形态及构造高点。2006年3月在背斜高点部署了玛纳1井，12月在紫泥泉子组试油获得日产油57.87t，日产气39.315×$10^4$$m^3$，试油结论为油气同层，从而发现了玛河气田。

为了落实玛河气田的储层展布及含油气性，2006～2007年部署完钻了3口评价井（玛纳001、玛纳002、玛纳003），其中玛纳001、玛纳003井均获得高产工业气流，同时编制了《玛河气田开发建设工程环境影响报告书》（新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心），于2007年10月通过了原自治区环境保护厅的审批，文号为新环监函〔2007〕402号。

2008年部署实施了MN1001、MN1002、MND1003和MN1004井4口开发井。同年提交了探明叠合含气面积20.83$km^2$，探明凝析气藏地质储量321.71×108$m^3$，天然气地质储量313.98×$10^8$$m^3$。通过4年多的开发，不断深化地质认识，发现气藏动态储量和探明储量之间存在较大的差异，于是在2012年9月进行了储量复算，复算探明已开发含气面积13.57km²，凝析气藏地质储量171.95×108m³，天然气地质储量167.66×$10^8$$m^3$。

在2009～2020年实施了MN1005、MN1006、MN1007井。截止目前，玛河气田有8口生产井，3口关停井，日产气约150.9×$10^4$$m^3$，日产油约62t，日产水约9.4t。

## 3.4 地面工程建设现状

玛河气田现有1座玛河气田天然气处理站、2座集气站、8口生产井、各类集气管线35.33km，具体介绍如下：

（1）玛河气田天然气处理站

玛河气田中心天然气处理站于2007年11月投入运行，占地面积30×$10^4$m²。站内现有2套天然气处理装置、一套凝析油稳定装置、废水收集装置，其平面布置见图3.4-1。

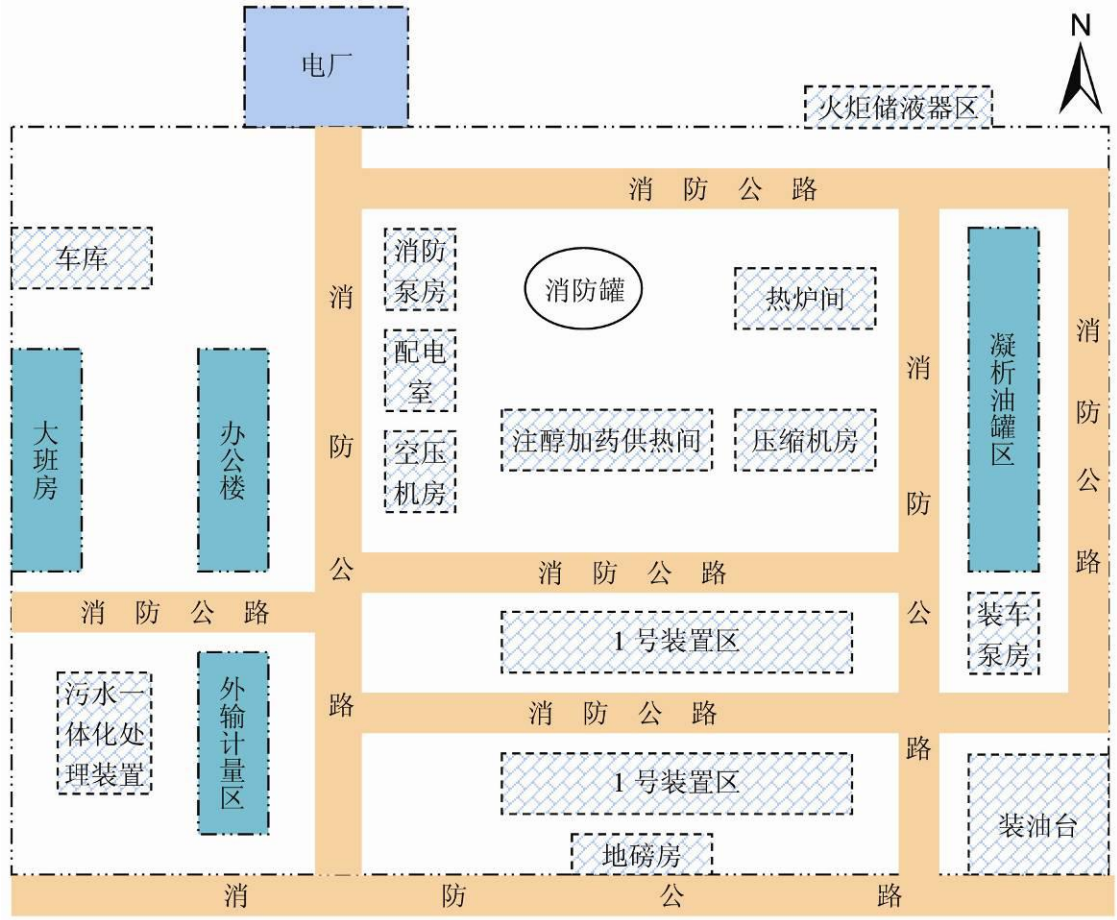



**图 3.4-1　玛河气田天然气处理站平面布置示意图**

①天然气处理装置

站内建有 2 套天然气处理装置，分别为 1#浅冷装置和深冷处理装置，设计处理规模均为 150×$10^4$$m^3$/d，最大处理规模为 180×$10^4$$m^3$/d。采用注醇防冻+节流膨胀制冷的脱水脱烃工艺。站内 1 号集气站和 2 号集气站混输来的气液首先进入段塞流捕集器，经段塞流捕集器缓冲、分离后，天然气与凝析油分别进入油气处理装置，脱水脱烃的干气复热后外输;凝析油进入凝析油稳定塔进行稳定，稳定后的凝析油进入凝析油储罐储存，经泵加压后装车外运;采出水进入污水储罐储存，装车外运。

目前天然气处理站进站压力约 6.2MPa，进站温度约 22.7° C，进站气量约 150.9×$10^4$$m^3$/d，深冷装置已满负荷运行;1#浅冷处理装置设计处理规模为 150×$10^4$$m^3$/d，最大处理能力为 180×$10^4$$m^3$/d，因此处理站浅冷装置尚有很大富裕处理能力。

②凝析油稳定装置

站内建有一套凝析油稳定处理装置，设计处理规模 150t/d。采用正压闪蒸稳定工艺，该工艺利用凝析油气田的压力能，通过加热蒸馏将凝析油中的轻组分蒸去，

降低凝析油的蒸气压。包括油气分离、凝析油稳定、脱水、脱盐、脱出气压缩等工艺。稳定后的凝析油先储存在站内凝析油储罐，定期装车外运。

③废水收集装置

站内建有一个地埋式的废水收集罐，容积为15m³，站内产生的含油废水将首先通过废水收集罐进行集中收集，然后定期拉运至新疆油田分公司采气一厂稀油污水处理站处理，处理达标后回注油藏。

④供电系统

站内站建有一座天然气发电站，由该燃气电站负责向天然气处理站、集气站等气田区内各单位的电力供应。发电站共有四台燃气发电机，装机总容量为1700kW（1台500kw、3台400kw）。另设1台500kw柴油发电机组作为气田消防等一级负荷的应急电源。发电机燃料用气主要采用天然气处理站处理后无法进入外输气管道的低压富气或处理后的外输气。

⑤放空及火炬系统

站内建有一套放空及火炬系统，包括1个应急火炬和1个放空火炬，高度分别30m和25m，2个火炬均安装地面和高空点火系统并配有放空分液罐。

⑥主要设备

站内主要设备见表3.4-1。

**表3.4-1　玛河气田中心处理站主要设备表**

| 序号 | 单元名称 | 主要工程内容 |
|---|---|---|
| 1 | 断塞流捕集器单元 | 有效容积为100m³ |
| 2 | 天然气处理装置 | 天然气处理规模为300×10⁴m³/d，包括天然气脱水，轻烃回收，天然气外输 |
| 3 | 凝析油稳定装置 | 设计规模为150t/d，包括油气分离，凝析油稳定，脱水，脱盐，脱出气压缩 |
| 4 | 集配气阀球 | 集气，收球，燃料气分配 |
| 5 | 放空及火炬系统 | 包括高低压放空系统、凝液回收、火炬、地面和高空点火系统和放空分液罐 |
| 6 | 凝析油罐区 | 凝析油储存，1000m³内浮顶罐3座 |
| 7 | 外输计量区 | 设计规模500×10⁴m³/d |
| 8 | 装车区 | 液化气和凝析油装车 |
| 9 | 空气氮气站 | 空压机 |
| 10 | 燃气电站 | 燃气发电机组 |
| 11 | 消防水站 | 消防水罐，冷却水泵，消防泵 |
| 12 | 供热站 | 2500kW导热油加热炉3套，作为凝析油稳定塔底重沸器、脱 |

| 序号 | 单元名称 | 主要工程内容 |
|---|---|---|
| | | 乙烷塔底重沸器的加热热源及设备、管线伴热的加热热源 |
| 13 | 分析化验及维护 | 天然气、轻烃、凝析油、废水、废气分析 |

（2）1号集气站

1号集气站始建于2007年建设，占地面积6400m$^2$，设计最大集气能力为150×10$^4$m$^3$/d，设计压力12.0MPa，设计气处理能力80×10$^4$m$^3$/d，液处理量160m$^3$/d。各井来气进站后进水套炉两级加热节流至（～7.0MPa，22.0～25.0℃），在集气计量间轮井计量后进入集气管道输送至天然气处理站，出站压力约6.16MPa，出站温度约24.2℃。现有3口采气井接入生产，尚有2个预留接口。站内主要设备见表3.4-2，集输工艺流程见图3.4-2，平面布置见图3.4-3。

**表3.4-2　主要设备一览表**

| 序号 | 名称、规格及型号 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 三相计量分离器 | 座 | 1 |
| 2 | 燃气分离器 | 座 | 1 |
| 3 | 水套式天然气加热炉 | 台 | 3 |
| 4 | 5井式生产汇管 | 座 | 1 |
| 5 | 5井式计量汇管 | 座 | 1 |
| 6 | 燃气汇管 | 座 | 1 |
| 7 | 火炬除液器 | 座 | 1 |
| 8 | 放空火炬 | 座 | 1 |
| 9 | 收球筒 | 座 | 1 |
| 10 | 发球筒 | 座 | 1 |

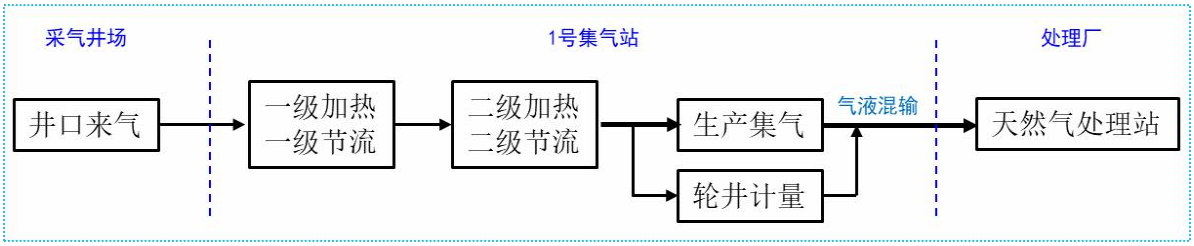



**图3.4-2　1号集输工艺流程示意图**

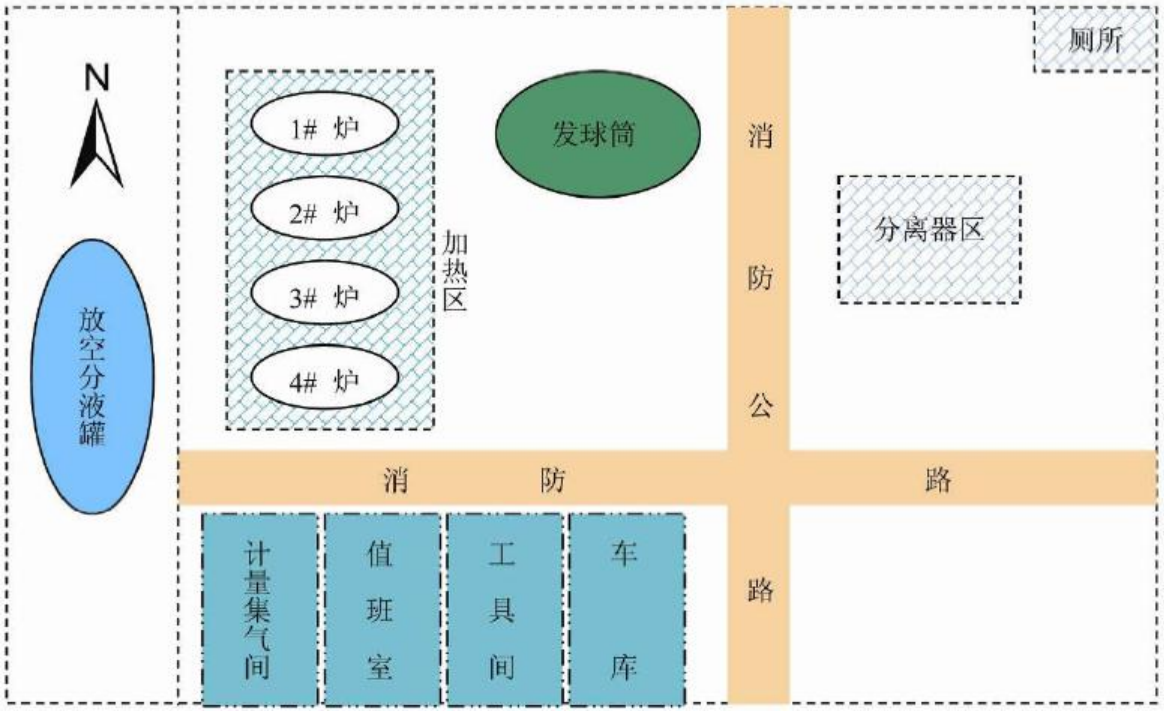



**图 3.4-3　1 号集气站平面布置示意图**

（3）2 号集气站

2 号集气站始建于 2008 年建设，设计最大集气能力为 150×10⁴m³/d，设计气处理能力 80×10⁴m³/d，液处理量 160m³/d。现有 5 口采气井接入生产，其中：MN1002 井已改为单井加热采气工艺，井口采出气液在井场加热后气液混输进集气站，然后进直接接入生产计量汇管集气（现场已与 2 号加热炉断开，进站后直接接入生产计量汇管）；目前该井正在进行单井计量改造，在井场拟新增 1 套两相流计量装置。其余各井来气进站后进水套炉两级加热节流至（～7.0MPa，27～29℃），在集气计量间轮井计量后进入集气管道输送至 1 号集气站。目前进站气量约 110.24×104m3/d，出站压力约 6.72MPa，出站温度约 23.8℃。

2 号集气站由于 MN1002 井已改为单井加热、单井三相计量方式，因此原先供 MN1002 井加热节流的 2 号加热炉已经空出，但 5 井式生产计量汇管已无空余接口。

站内主要设备见表 3.4-3，集输工艺见图 3.4-4，平面布置见图 3.4-5。

表 3.4-3　主要设备一览表

| 序号 | 名称、规格及型号 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 三相计量分离器 | 座 | 1 |
| 2 | 燃气分离器 | 座 | 1 |
| 3 | 水套式天然气加热炉 | 台 | 5 |
| 4 | 5井式生产汇管 | 座 | 1 |
| 5 | 5井式计量汇管 | 座 | 1 |
| 6 | 燃气汇管 | 座 | 1 |
| 7 | 火炬除液器 | 座 | 1 |
| 8 | 放空火炬 | 座 | 1 |
| 9 | 发球筒 | 座 | 1 |

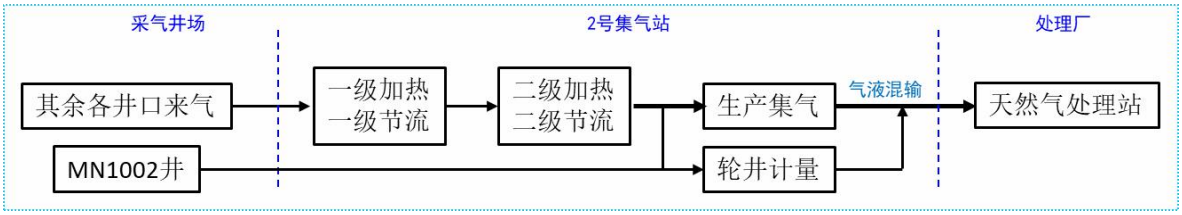



图 3.4-4　2 号集输及处理工艺流程示意图

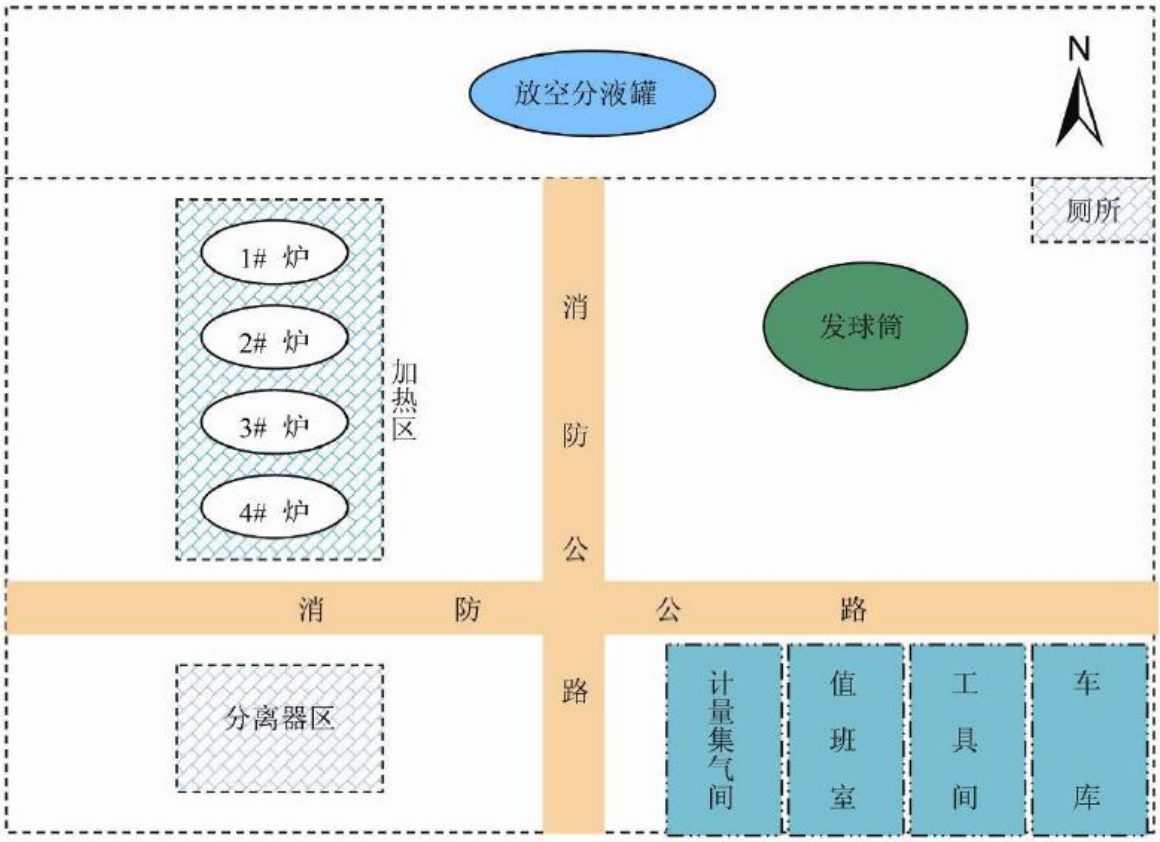



图 3.4-5　2 号集气站平面布置示意图

（4）生产井

玛纳气田现有8口生产井，井号分别为玛纳1、玛纳001、MN1005、玛纳003、MN1002、MND1003、MN1004、MN1006。其生产建设情况见表3.4-4。

**表3.4-4　各生产井生产情况一览表**

| 序号 | 井号 | 油压（MPa） | 套压（MPa） | 井口温度（℃） | 产气量（$m^3$/d） | 产油量（t/d） | 产水量（t/d） | 紧急切断阀设定值 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 玛纳1井 | 11.4 | 12.4 | 27.2 | 92099 | 3.78 | 7.87 | 低压7MPa<br>高压25MPa |
| 2 | 玛纳001井 | 11.5 | 0.7 | 34.7 | 314336 | 12.92 | 0.41 | 低压7MPa<br>高压25MPa |
| 3 | MN1006井 | 12.8 | 13.3 | 32.2 | 168834 | 6.94 | 0.19 | 低压7MPa<br>高压25MPa |
| 4 | 玛纳003井 | 11.4 | 13.8 | 33.6 | 326934 | 13.43 | 0.23 | 低压10MPa<br>高压30MPa |
| 5 | MN1002井 | 7.6 | 8.1 | 19.0 | 51806 | 2.13 | 0.35 | 低压7MPa<br>高压25MPa |
| 6 | MND1003井 | 11.6 | 13.9 | 33.8 | 358849 | 14.75 | 0.16 | 低压7MPa<br>高压25MPa |
| 7 | MN1004井 | 11.8 | 12.4 | 32.9 | 195976 | 8.05 | 0.19 | 低压7MPa<br>高压25MPa |
| 8 | MN1005井 | 11.9 | 11.9 | / | / | / | / | 低压10MPa<br>高压30MPa |
| 小计 | | | | | 1508834 | 62 | 9.40 | |

玛纳1、玛纳001和MN1005进1号集气站生产计量，玛纳003、MN1002、MND1003、MN1004、MN1006进2号集气站生产计量。采气井场采用高压不节流、气液保温输送至集气站的采气工艺。除MN1002井外，其余均井口不加热，在集气站集中加热节流、轮井三相计量后，气液混输去天然气处理站。

（5）集输管线现状

玛河气田现有集输管线情况见表3.4-5。

**表3.4-5　玛河气田现有集输管线情况一览表**

| 序号 | 管线类别 | 起点 | 终点 | 管线规格 | 管道长度（km） | 设计压力（MPa） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 采气管线 | 玛纳1井 | 1号集气站 | D168×22/20G | 1.1 | 32 |
| 2 | 采气管线 | 玛纳001井 | 1号集气站 | D168×22/20G | 3.78 | 32 |
| 3 | 采气管线 | MN1005井 | 1号集气站 | D168×22/20G | 1.4 | 32 |
| 4 | 采气管线 | MN1002井 | 2号集气站 | D168×22/20G | 2.6 | 32 |
| 5 | 采气管线 | MND1003井 | 2号集气站 | D168×22/20G | 0.3 | 32 |

| 序号 | 管线类别 | 起点 | 终点 | 管线规格 | 管道长度（km） | 设计压力（MPa） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 采气管线 | MN1004井 | 2号集气站 | D168×22/20G | 4.2 | 32 |
| 7 | 采气管线 | 玛纳003井 | 2号集气站 | D168×22/20G | 0.65 | 32 |
| 8 | 采气管线 | MN1006井 | 2号集气站 | D114×12/20G | 0.8 | 18 |
| 9 | 集气管线I段 | 2号集气站 | 1号集气站 | D323.9×14.2/L415 | 5.55 | 16 |
| 10 | 集气管线II段 | 1号集气站 | 天然气处理站 | D323.9×14.2/L415 | 4.8 | 16 |
| 11 | 燃料气管线I段 | 天然气处理站 | 1号集气站 | D60×3.5/20 | 4.8 | 1.6 |
| 12 | 燃料气管线II段 | 1号集气站 | 2号集气站 | D60×3.5/20 | 5.35 | 1.6 |

（6）公用工程现状

①仪表自动化现状

天然气处理站已建2套DCS系统(横河CS3000)和1套ESD系统(横河ProSafe-RS)，分别完成天然气在生产过程中的过程生产控制和安全保护控制。DCS系统由2台控制站、1台工程师站、4台操作员站、1台OPC服务器、5面机柜及实时控制网络Vnet/IP网组成。1号、2号集气站已建站控系统1套（横河CS3000)，目前已经改造为无人值守。站控系统配置DCS控制站，配备监控操作软件、组态软件及相关功能软件包。

②供配电现状

2号变配电室设2台1250kVA变压器，运行方式为分列运行，目前1台变压器负荷率约为54.4%。10kV出线建成14回，预留8个备用柜位。其中1号、2号集气站出线，均为3xLGJ-70/10钢芯铝绞线。

③通信现状

玛河处理站～1号集气站～2号集气站之间已建有12芯通信光缆和SDH光传输设备以及光纤以太网交换机，即1、2号集气站的已建视频监控图像及仪表站控数据均通过已建光纤以太网通道将数据上传至玛河处理站，实现了集中监控和管理。

④给排水现状

给水主要为井下作业用水和生活用水，从附近村庄拉运。排水主要为洗井废水和生活污水，洗井废水集中收集后由罐车拉运至采气一厂稀油污水处理站处理，生活污水排至站外化粪池中。

⑤道路

玛河气田区块内由集气站-中心处理站-外部团场道路为已有三级公路主干道，双车道8m宽路基，采用沥青路面结构。现有单井巡井道路约13km，集气管道伴行公路约6km。另建设涵洞10座，桥梁4座。单井巡井道路采用砂石路面结构，面层铺设天然戈壁砂砾，厚20cm，路基全宽为6m。集气管道伴行公路采用砂石路面结构，路面宽3.5m。集气站和中心处理站的站内道路及装卸车场地均采用水泥砼结构，站内道路宽度均为4.0m。

## 3.5 现有及在建工程环境影响回顾

### 3.5.1 现有工程环境影响回顾

（1）废气

废气主要为玛河气田天然气处理站和集气站中加热炉、压缩机燃烧烟气，污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物。根据《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对加热炉烟气监测数据可知：燃烧烟气中各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3特别排放限值要求，天然气处理站、1号集气站及2号集气站厂界无组织挥发性废气满足《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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m$^3$）。

**表3.5-1　加热炉燃烧烟气监测结果及评价结果一览表**

| 监测设备 | 烟尘浓度（mg/m$^3$） | $SO_2$浓度（mg/m$^3$） | NOx | | 烟气量（m$^3$/h） |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 浓度（mg/m$^3$） | 速率（kg/h） | |
| 天然气处理站1#加热炉 | 14 | M | 144 | 0.24 | 2840 |
| 1号集气站1#加热炉 | 21 | M | 80 | 0.04 | 1300 |
| 2号集气站1#加热炉 | 20.5 | M | 44 | 0.02 | 1470 |
| 标准限值 | 30 | 50 | 150 | 0.25 | / |
| 达标情况 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | / |

**表3.5-2　厂界外非甲烷总烃监测结果**

| 废气源 | 监测点位 | 浓度范围（mg/m$^3$） | 最高值（mg/m$^3$） | 标准限值（mg/m$^3$） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1号集气站 | 1#（东） | 0.69～1.02 | 1.02 | 4.0 | 达标 |
| | 2#（南） | 0.61～0.82 | | | |
| | 3#（西） | 0.57～0.88 | | | |
| | 4#（北） | 0.49～0.76 | | | |
| 2号集气站 | 1#（东） | 0.76～0.97 | 0.97 | 4.0 | 达标 |
| | 2#（南） | 0.23～0.97 | | | |
| | 3#（西） | 0.61～0.96 | | | |
| | 4#（北） | 0.67～0.92 | | | |
| 中心处理站 | 1#（东） | 0.47～0.71 | 0.79 | 4.0 | 达标 |
| | 2#（南） | 0.45～0.71 | | | |
| | 3#（西） | 0.50～0.79 | | | |
| | 4#（北） | 0.48～0.71 | | | |

（2）废水

废水主要为天然气处理站脱出的采出水及井下作业废水，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达标后回注油藏。

（3）噪声

噪声源主要为站内各类机泵、加热炉、压缩机等设备运行时产生的机械噪声和火炬放空时的空气动力性噪声。采取了基础减震、厂房隔声并将各类机泵均集中布置在泵房内等措施，根据《玛河气田增压及深冷提效工程竣工环境保护验收调查表》中对玛河气田天然气处理站厂界噪声监测数据可知，天然气处理站厂界昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准。

**表3.5-3　厂界噪声检测结果一览表　单位：dB(A)**

| 监测结果 | | | 标准限值 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|
| 监测点位 | 监测时间 | 噪声值 | | |
| 天然气处理站北侧 | 2021.2.22 昼间 | 53 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.22 夜间 | 48 | 55 | 达标 |
| | 2021.2.23 昼间 | 50 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.23 夜间 | 45 | 55 | 达标 |
| 天然气处理站西侧 | 2021.2.22 昼间 | 47 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.22 夜间 | 43 | 55 | 达标 |
| | 2021.2.23 昼间 | 54 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.23 夜间 | 48 | 55 | 达标 |
| 天然气处理站南侧 | 2021.2.22 昼间 | 49 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.22 夜间 | 48 | 55 | 达标 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 2021.2.23 昼间 | 51 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.23 夜间 | 47 | 55 | 达标 |
| 天然气处理站东侧 | 2021.2.22 昼间 | 49 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.22 夜间 | 43 | 55 | 达标 |
| | 2021.2.23 昼间 | 53 | 65 | 达标 |
| | 2021.2.23 夜间 | 48 | 55 | 达标 |

（4）固体废物

新疆油田分公司要求井下作业必须带罐（车）操作，作业范围地表铺设防渗膜，基本做到原油不落地。固体废物主要为含油污泥和生活垃圾。含油污泥主要为天然气处理站和集气站内的储罐等产生的废油泥、油砂，主要污染物是石油类，集中收集后均交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。生活垃圾集中收集后各送至石河子市生活垃圾填埋场处理。

（5）生态环境

根据《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》对生态环境影响及环保措施落实情况可知：玛河气田现有工程对周围生态环境的造成的环境影响是可接受的。工程造成的永久性损失范围相对较小。临时占地区域在地表平整、恢复后，除胡杨、柽柳受到扰动不易恢复外，其余植被正在逐步自然恢复过程中。钻井作业完成后，井场内地表均被混凝土地面及砂砾石垫层保护。井场中的废弃泥浆池已进行了填埋处理，基本恢复了原有的地貌。井场周围30m范围以外植被基本没有不良影响。管道施工过程中对管线两侧自然植被的影响范围在10m左右，管道工程占地区域内的原始植被已基本恢复，在10m以外植被已基本为原始状况。施工期和运营期对野生动物的负面影响较小，也未发生捕猎保护动物的现象。

（6）土壤环境

含油污水（泥）是油田开发区域可能对土壤环境造成污染的主要物质，油田作业区制定了严格的环保措施和管理规定，井下作业带罐（车）铺膜操作，防止含油废液落地对土壤的污染，井下作业产生的废液集中收集后拉运至81#联合处理站处理，根据《玛河气田增压及深冷提效工程竣工环境保护验收调查表》对天然气处理站站内及站外土壤监测数据可知：土壤中各监测因子满足土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类筛选值限值要求。

**表 3.5-4　玛河气田天然气处理站站内及站外土壤监测数据一览表**

| 监测项目 | 监测结果（ug/kg） | | | 标准限值（mg/kg） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| | 监测时间 | 天然气处理站厂界外 | 天然气处理站厂区 | | |
| 砷 | 2020.11.28 | 7.98mg/kg | 8.21mg/kg | 60 | 达标 |
| 汞 | | 0.872mg/kg | 0.859mg/kg | 38 | 达标 |
| 铜 | | 16.4mg/kg | 15.6mg/kg | 18000 | 达标 |
| 镍 | | 29mg/kg | 26mg/kg | 900 | 达标 |
| 镉 | | 0.21mg/kg | 0.10mg/kg | 65 | 达标 |
| 铅 | | 22mg/kg | 21mg/kg | 800 | 达标 |
| 六价铬 | | <0.5mg/kg | <0.5mg/kg | 5.7 | 达标 |
| 氯甲烷 | | ＜3.0 | ＜3.0 | 2.8 | 达标 |
| 四氯化碳 | | ＜2.1 | ＜2.1 | 0.9 | 达标 |
| 氯仿 | | ＜5.5 | ＜5.5 | 37 | 达标 |
| 1,1-二氯乙烷 | | ＜1.6 | ＜1.6 | 9 | 达标 |
| 1,2 二氯乙烷 | | ＜1.3 | ＜1.3 | 5 | 达标 |
| 1,1-二氯乙烯 | | ＜0.8 | ＜0.8 | 66 | 达标 |
| 顺 1,2-二氯乙烯 | | ＜0.9 | ＜0.9 | 596 | 达标 |
| 反1,2二氯乙烯 | | ＜0.9 | ＜0.9 | 54 | 达标 |
| 二氯甲烷 | | ＜2.6 | ＜2.6 | 616 | 达标 |
| 1,2-二氯丙烷 | | ＜1.9 | ＜1.9 | 5 | 达标 |
| 1,1,2,2-四氯乙烷 | | ＜1.0 | ＜1.0 | 10 | 达标 |
| 1,1,1,2-四氯乙烷 | | ＜1.0 | ＜1.0 | 6.8 | 达标 |
| 四氯乙烯 | | ＜0.8 | ＜0.8 | 53 | 达标 |
| 1,1,1-三氯乙烷 | | ＜1.1 | ＜1.1 | 840 | 达标 |
| 1,1,2-三氯乙烷 | | ＜1.4 | ＜1.4 | 2.8 | 达标 |
| 三氯乙烯 | | ＜0.9 | ＜0.9 | 2.8 | 达标 |
| 1,2,3-三氯丙烷 | | ＜1.0 | ＜1.0 | 0.5 | 达标 |
| 氯乙烯 | | ＜1.5 | ＜1.5 | 0.43 | 达标 |
| 苯 | | ＜1.6 | ＜1.6 | 4 | 达标 |
| 氯苯 | | ＜1.1 | ＜1.1 | 270 | 达标 |
| 1,2-二氯苯 | | ＜1.0 | ＜1.0 | 560 | 达标 |
| 1,4-二氯苯 | | ＜1.2 | ＜1.2 | 20 | 达标 |
| 乙苯 | | ＜1.2 | ＜1.2 | 28 | 达标 |
| 苯乙烯 | | ＜1.6 | ＜1.6 | 1290 | 达标 |
| 甲苯 | | ＜2.0 | ＜2.0 | 1200 | 达标 |
| 对/间二甲苯 | | ＜3.6 | ＜3.6 | 570 | 达标 |
| 邻二甲苯 | | ＜1.3 | ＜1.3 | 640 | 达标 |
| 硝基苯 | | ＜0.09 | ＜0.09 | 76 | 达标 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 苯胺 | | ＜0.1 | ＜0.1 | 260 | 达标 |
| 2-氯酚 | | ＜0.06 | ＜0.06 | 2256 | 达标 |
| 苯并(a)蒽 | | ＜0.1 | ＜0.1 | 15 | 达标 |
| 苯并(a)芘 | | ＜0.1 | ＜0.1 | 1.5 | 达标 |
| 苯并（b）荧蒽 | | ＜0.2 | ＜0.2 | 15 | 达标 |
| 苯并（k）荧蒽 | | ＜0.1 | ＜0.1 | 151 | 达标 |
| 䓛 | | ＜0.1 | ＜0.1 | 1293 | 达标 |
| 二苯并（a,h）蒽 | | ＜0.1 | ＜0.1 | 1.5 | 达标 |
| 茚并(1,2,3-cd)芘 | | ＜0.1 | ＜0.1 | 15 | 达标 |
| 萘 | | ＜0.09 | ＜0.09 | 70 | 达标 |
| 石油烃 | | 12 | 10 | 826 | 达标 |

（7）环保手续履行情况

玛河气田现有工程环保手续履行情况详见表3.5-5。

**表3.5-5　玛河气田现有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 | 环保竣工验收批复机关、文号及时间 |
|---|---|---|
| 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设项目 | 原自治区环保厅<br>新环监函〔2007〕402号<br>2007年10月24日 | 已验收 |
| 玛河气田增压及深冷提效工程 | 原新疆兵团第八师环境保护局<br>八师环审〔2018〕67号<br>2018年8月16日 | 2021年3月4日通过了自主竣工环境保护验收 |
| 玛河气田古近系紫泥泉子组气藏天然气工程 | 原新疆生产建设兵团环境保护局<br>兵环审〔2015〕197号<br>2015年8月26日 | 原新疆生产建设兵团环境保护局<br>兵环验〔2016〕247号<br>2016年12月9日 |
| 玛河采气作业区危险废物临时储存场所建设工程 | 原新疆兵团第八师环境保护局<br>八师环审〔2017〕131号<br>2017年12月1日 | 2020年5月22日通过了自主竣工环境保护验收 |
| 玛河采气作业区危险化学品临时储存场所建设工程 | 原新疆兵团第八师环境保护局<br>八师环审〔2017〕130号<br>2017年12月1日 | 2019年12月8日通过了自主竣工环境保护验收 |

### 3.5.2 在建工程环境影响回顾

在建工程主要为《玛纳斯背斜玛纳1井区块古近系紫泥泉子组气藏评价井玛纳005井工程》，该工程种部署1口评价井，井号为玛纳005井，后更名为玛纳2井。该工程已于2020年4月8日通过了新疆生产建设兵团第八师生态环境局的审批，文号为八师环审〔2020〕29号。

本次评价引用《玛纳斯背斜玛纳1井区块古近系紫泥泉子组气藏评价井玛纳005井工程环境影响报告表》中的结论进行环境影响回顾。

（1）废气

本工程废气排放主要是钻井作业柴油机、柴油发电机烟气，属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。项目区，大气环境容量较大，故钻井柴油机产生的尾气对项目区大气环境影响较小。

（2）废水

本项目钻井、试采期间产生的废水主要为生活污水以及井下作业废水。新疆油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，本工程井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后统一由罐车拉运至采气一厂稀油污水处理站处理。施工人员生活污水排入临时防渗旱厕，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站内的冲水式环保厕所,进入一期一体式生物化粪池处理,达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中二级标准后，用于厂区绿化。

（3）噪声

本工程钻井期噪声主要产生于钻井作业及道路建设等施工活动中，试采期噪声主要产生于柴油发电机和各种车辆。本工程施工期(钻井期和试采期)采取设备选型应尽可能选择低噪声设备;泥浆泵、柴油机做好减振基础和设置隔声罩，减少噪声传播，合理安排施工时间，避免形成污染影响，在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放个人防护器材等，消除噪声污染影响;高噪声施工设备减少夜间使用等措施。

（4）固体废物

本工程钻井过程中产生的废渣主要为钻井岩屑、废机油及生活垃圾。

①本项目钻井过程中产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，均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，送至下个井场用于新钻井液的配置，不外排。水基钻井岩屑经检测后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场。油基钻井岩屑属于HW08类危险废物( 废物代码: 071-002-08)，采用专用包装容器

进行收集，委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司转运、处置。

②施工过程中严禁各种油料落地，禁止焚烧废机油品，废机油用废机油罐收集，在施工结束后废机油交由克拉玛依沃森环保科技有限公司回收处理。

③施工期产生的生活垃圾，集中收集后定期清运至石河子市玛河垃圾清运处理场进行集中处理，对环境影响很小。

本工程产生的固体废物均得到合理处置，固体废物对当地环境影响很小。

（5）生态

项目总占地面积共88200㎡,地表类型主要为低覆盖度草地。项目的实施改变了原有土地的使用功能和地貌景观，完钻后对临时占地进行平整场地，自然恢复。

（6）水土流失与水土保持

整个工程水土流失的影响主要为对占地的扰动，使松散的土壤失去赖以附着的基础，一旦遇大风，易发生风蚀，通过实施道路、井场硬化等防护措施可予以减缓。

# 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玛纳2井区地面建设工程。

（2）项目性质

本项目为玛河气田扩边开发，项目性质为改扩建。

（3）建设地点

玛纳2井区行政隶属于新疆生产建设兵团第八师石河子市，北距石河子市中心城区约14km，东北距玛纳斯县中心城区约18km。

（4）生产计划和劳动定员

本项目年运行时间8400h，不新增劳动定员，由玛河气田现有工作人员负责运营管理。

（5）工程投资

项目总投资3681.5万元，环保投资约211万元，占总投资的5.73%。

（6）建设内容

拟在玛纳2井区部署3口采气井，单井单井产气量约为$30\times10^4m^3/d$，合计产气量约为$90\times10^4m^3/d$；新建采气井场3座、单井采气管线8.5km，对2号集气站连头改造；并配套建设供配电、给排水等公辅工程。

## 4.2 项目建设内容

项目建设内容包括钻井工程、集输工程、公用工程、依托工程和环保工程五个部分，分述如下：

### 4.2.1 钻井工程

本次新钻井2口，井号分别为玛纳004和玛纳005，采用三开井身结构，设计单井钻井进尺3000m，采用水基非磺化类钻井液，单井钻井周期63天。

井身结构设计如表4.2-1、图4.2-1所示，钻井液采用水基非璜化钻井液，使用情况见表4.2-2。

**表4.2-1 单井井身结构设计数据表**

| 开钻次序 | 钻头尺寸（mm） | 套管尺寸（mm） | 设　计　说　明 |
|---|---|---|---|
| 一开 | 444.5 | 365.1 | 一开使用Φ444.5mm钻头钻穿上盘沙湾组地层，钻揭上盘安集海河组约10m（井深430m左右），下入Φ365.1mm表层套管，封浅层沙湾组组低承压地层，为安集海河组后续安全钻井创造条件，固井水泥浆返至地面 |
| 二开 | 333.4+311.2 | 244.5 | 二开设计复合井眼，先采用Φ333.4mm钻头钻穿上盘安集海河组钻时较快的灰绿色泥岩，井深约1300m，换用Φ311.2mm钻头钻至紫泥泉子地层顶部5~10m，下入Φ244.5mm技术套管，封隔安集海河组高压易塌复杂地层，为紫泥泉子组储层专打创造有利条件，固井水泥浆返至井深230m |
| 三开 | 215.9 | 139.7油层尾管+177.8回接套管 | 三开使用Φ215.9mm钻头钻至设计完钻井深3000m，悬挂Φ139.7mm油层尾管，悬挂器位于井深2270m（进入上层技套200m），固井水泥返至悬挂器位置。完井回接Φ177.8mm套管至井口，固井水泥返至地面 |

**表4.2-2 单井钻井液性能指标及用量一览表**

| 开钻次序 | 井段(m) | 钻井液体系 | 主要成分 | 密度（$g/cm^3$） | 钻井液用量（$m^3$） |
|---|---|---|---|---|---|
| 一开 | 0～430 | 坂土-聚合物 | 坂土、$Na_2CO_3$、NaOH、CMC、KOH、KCl、CaO、重晶石等 | 1.10～1.35 | 165 |
| 二开 | ～1300 | 钾钙基有机盐 | | 1.55～1.95 | 570 |
| 三开 | ～3000 | 钾钙基有机盐 | | 1.60～1.80 | 692 |

**注：钻井液中各物质配比涉及商业机密，故不提供详细数据。**

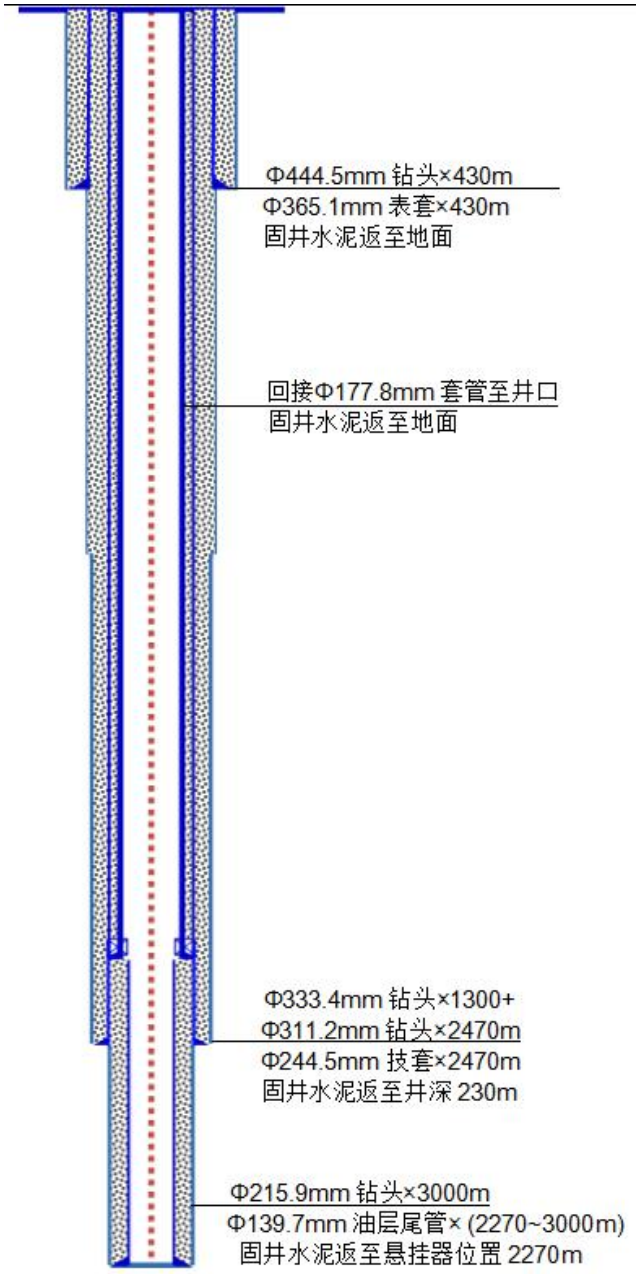



**图 4.2-1　井身结构示意图**

### 4.2.2 采气工程

（1）采气工艺

采气工艺为自压生产，井口来气（$30\times10^4Nm^3/d$、28.7MPa），经地面安全阀组后，进放喷补压管汇，经过油嘴节流阀组节流至 10～20MPa，进采气管线输送至 2 号集气站。集输工艺流程图 4.2-2。

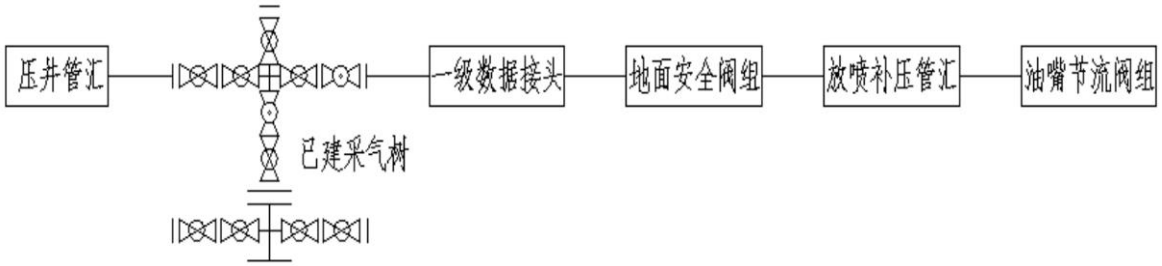



**图 4.2-2　集输工艺流程**

（2）采气井场

新建采气井场3座，单井井场设采气树1座，井场采气树放喷翼对空放喷，放喷管道设计压力按5MPa考虑，接管法兰及管道连接件压力等级选用PN63；井口设置高低压紧急切断阀和手动放空；单井井场外设置长度为16m的放喷池。

**表 4.2-3　井场主要构筑物一览表**

| 序号 | 名称 | 数量 | 单位 | 长×宽×（深）(m×m×m) | 结构形式 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 井口装置区硬化地坪 | 1 | m | 13×5.0 | 分块现浇200厚C25混凝土，随打随抹平，每块长度不大于6m，留缝10～15用沥青砂填实 |
| 2 | 井场巡检道路 | 1 | m | 25×1.0 | C20素混凝土60厚方砖铺砌 |
| 3 | 管线及阀门支墩 | 4 | 个 | 0.5×0.5×1.2 | C25混凝土 |
| 4 | 放喷池 | 1 | 个 | 矩形：底面8.0×4.0m 顶面16.0×8.0m，深度1.5m | 池壁采用1：1.25和1：2放坡土堤，池底及池壁平铺防渗膜，防渗膜上覆500mm厚原土隔热层，原土隔热层上为C25钢筋混凝土面层厚150mm，配Φ6@150双层双向钢筋，平铺耐火砖，细砂扫缝。放喷池周围设置钢栏杆。防渗膜采用厚0.75mm,幅度7m的HDPE土工布材料，接缝采用粘接，接缝宽度大于20cm。 |
| 5 | 围墙 | 1 | m | 120.0m长×2.2m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 |
| 6 | 大门 | 1 | 座 | 4.0m宽×2.5m高 | 钢制平开 |
| 7 | 内部场坪 | 900 | $m^2$ | 30×30 | 平铺100mm碎石 |
| 8 | 操作平台 | 1 | 座 | 5.1×0.8×0.8 | 钢结构Q235-B C25混凝土 |

| 序号 | 名称 | 数量 | 单位 | 长×宽×（深）(m×m×m) | 结构形式 |
|---|---|---|---|---|---|
| 9 | 挡火墙 | 1 | 面 | 4.0×2×0.2 | C25钢筋混凝土 |
| 10 | 固定墩 | 4 | 座 | 1.9×1.4×1.2 | C35钢筋混凝土<br>C20混凝土垫层 |
| 11 | 井口钢盖板 | 1 | 座 | Φ3.3m | [10长7m, [16长7m,L100X6长1.6m，6厚钢板10m²钢结构Q235-B |
| 12 | 井口设备间 | 1 | 座 | 3.6m×4m | 轻钢彩板房（含采暖和通风设备） |

（3）采气管线

新建采气管线8.5km,起始点、管径及管材见表4.2-4。管线敷设要求见表4.2-5，穿越工程施工方式见表4.2-6。

**表4.2-4　新建采气管线起始点、管径及管材情况一览表**

| 起点 | 终点 | 长度（km） | 管径及管材 |
|---|---|---|---|
| 玛纳2 | 2号集气站 | 3.2 | 采气管线选用D114×16/20G |
| 玛纳005 | 玛纳2 | 3.3 | |
| 玛纳004 | 1号集气站 | 2 | |

**表4.2-5　管线敷设要求一览表**

| 敷设地段 | 管道规格 | 沟底宽度（mm） | 管沟坡比 | 管沟挖深（m） | 扫线宽度（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| 一般地段 | D114×16 | 700 | 0.33 | 2.0 | 12 |
| 冲沟敷设 | D114×16 | 900 | 0.75 | 2.2 | 8 |

**表4.2-6　穿越工程施工要求一览表**

| 穿越工程 | 要求 |
|---|---|
| 简易道路 | 采用直接开挖方式通过，并设置过路套管，沟底宽度、管沟坡比、挖深按正常地段确定，施工完毕后恢复原状 |
| 冲沟 | 集气区工艺管道穿越冲沟时，当冲沟条件较好、水流量小、截面宽而浅、地质条件稳定可采取直埋方式通过；当冲沟较深且窄、汇水面大，水流量大而急，土质松软，地基不稳定，为减小集气区工艺管道曲率半径，减少管内段塞流，方便通球及线路巡护，可采取底部加涵管导流方式埋设通过。当冲沟位于较大山梁根部，山梁爆破土方阻碍冲沟正常排水时，为确保管道覆土的稳定性也采取底部加涵管导流方式埋设通过；底部加套管穿越时套管底部距冲沟≥0.5m，管道顶面覆土应≥1.5m，覆土应每隔0.3m分层压实，压实系数≥0.95 |

井场采气管线设置高低压紧急切断阀，井口压力低于7MPa、高于30MPa时能够实现井口自动关断，紧急切断阀阀位信号上传至天然气处理站中控室，并具备远程关断功能。采气管线进集气站设置紧急切断阀，并与进站压力检测联锁，实现压力超限或发生火灾时进站紧急关断。

集输工艺：井口采出气液不加热、不节流，玛纳2井和玛纳5井通过采气管线保温输送至2号集气站，接入2#加热炉进行加热节流至（7.0MPa、30℃），然后接入新建两相计量装置，经计量后直接接入外输集气管线。

（4）2号集气站改造

在2号集气站内新建单井进站阀组区和连续计量装置1套。改造后的平面布置见图4.2-3。

### 4.2.3 公用工程

（1）供配电

采气井口负荷等级为三级负荷，用电电压等级为0.38/0.22kV，其中液控柜RTU属于重要负荷，采用不间断电源UPS供电。新建10kV架空线路长度约为7.5km（导线采用JL/G1A-70/10），导线采用JL/G1A-70/10，线路采用聚合金硅绝缘子，每基电杆下均设底盘。

玛纳2、玛纳004和玛纳005井各设1座杆架式变电站，杆架式变电站下设1只动力配电箱；井场内各设置1间设备间，设置1面低压配电箱AP，电源引自室外配电箱。2号集气站新建工艺装置区设1面防爆配电箱AP，电源引自低压配电室28AA2柜内50A备用回路，电缆采用直埋地敷设。

（2）给排水

给水主要为管道试压用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地。

排水主要是管道试压废水，主要用于项目区洒水抑尘。

（3）仪表自动化

新建3套RTU，安装在井场围栏角落处，RTU配置安装支架及基础，在监控立杆1m处非防爆区域设置。井口测控点接至新建RTU，通过新建光缆通信链路方式上传至集气站，再通过已建的光缆通信链路方式引入天然气处理站已建DCS系统内。

（4）视频安防监控系统

在井场设置视频安防监控系统，对现场进行实时监控，本次视频安防监控系统由三部分构成:前端设备、传输网络、后端（台）设备。

（5）道路

新建通井道路5.3km。

①路面结构

按四级公路标准设计，路面采用天然砂砾路面，设计车速为20km/h，路基宽度4.5m，路面宽度3.5m×1，路肩宽度0.5m×2天然砂砾土路肩。

路堤:路基宽4.5m，路面宽3.5m。土路肩2x0.5m，单向路拱2%，路肩横坡3%，路基边坡1:1.5。路堑:碎落台1.0m，边沟宽0.6m（边沟边坡1:1，深0.6m)，路基宽4.5m，路面宽3.5m。土路肩2×0.5m，单向路拱2%，路肩横坡3%，路基边坡1:1.5。l

②材料来源

砂砾用料从石河子附近料场拉运,平均运距30km;商混从玛纳斯购买,运距30km;水从附近村庄购买，运距15km。

（5）消防

每座井场在采气树处设置2具MF/ABC8灭火器，共设置6具。外部消防力量可依托石河子消防支队。项目区离石河子市区18km，石河子消防支队在接到火警时可以在30min内赶到火灾事故现场。

### 4.2.4 依托工程

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托81#联合处理站处理，清管废渣依托具有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

每座井场设置一座放喷池。

### 4.2.6 项目组成

项目组成详见表4.2-7。

**表4.2-7　项目工程组成一览表**

| 工程类别 | 名称 | 工　程　量 | | 备　　注 |
|---|---|---|---|---|
| 主体工程 | 钻井工程 | 采气井 | 2口 | 新钻玛纳004井和玛纳005井，井身结构均为3开直井，设计单井钻井进尺3000m |
| | 采气工程 | 采气井场 | 3座 | 单井井场设置设采气树1座，井口设置高低压紧急切断阀和手动放空 |
| | | 单井采气管线 | 8.5km | 设计管径DN100，管道材料为D114×16/20G |
| | 改造工程 | 2号集气站改造 | | 在2号集气站新建单井进站阀组区和连续计量装置1套 |
| 公用工程 | 供配电 | | | 采气井口负荷等级为三级负荷，用电电压等级为0.38/0.22kV，玛纳2、玛纳004和玛纳005井各设1座杆架式变电站 |
| | 给排水 | | | 给水主要为管道试压用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地。排水主要是管道试压废水，主要用于项目区洒水抑尘 |
| | 仪表自动化 | | | 新建3套RTU，安装在井场围栏角落处，RTU配置安装支架及基础，在监控立杆1m处非防爆区域设置 |
| | 视频安防监控 | | | 在井场设置视频安防监控系统，对现场进行实时监控，本次视频安防监控系统由三部分构成:前端设备、传输网络、后端（台）设备 |
| | 道路 | | | 新建通井路5.3km |
| | 消防 | | | 每座井场在采气树处设置2具MF/ABC8灭火器，共设置6具 |
| 环保工程 | 放喷池 | | | 每座井场设置一座放喷池，共设3座 |
| 依托工程 | 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液 | | | 依托81#原油处理站处理 |
| | 清罐废渣 | | | 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 产能方案

单井设计天然气产能30×$10^4m^3$/d、凝析油产能14.24$m^3$/d，共新建天然气产能90×$10^4m^3$/d、凝析油产能42.72$m^3$/d，开发生产指标预测见表4.2-8。

**表4.2-8　开发指标预测一览表**

| 生产年限 | 单井生产指标 | | | | | | 关井油压（MPa） | 关井套压（MPa） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 日产气量（$10^4m^3$） | 日产油量（$m^3$） | 日产水量（$m^3$） | 井口压力（MPa） | 井底流压（MPa） | 地层压力（MPa） | | |
| 初期 | 90 | 42.72 | 1.26 | 28.7 | 35.27 | 38.77 | 32.19 | 32.19 |
| 1 | 90 | 96.48 | 1.26 | 27.2 | 33.75 | 37.25 | 30.66 | 30.66 |
| 2 | 90 | 92.46 | 1.26 | 25.6 | 32.23 | 35.73 | 29.14 | 29.14 |
| 3 | 90 | 88.44 | 1.35 | 24.1 | 30.7 | 34.2 | 27.62 | 27.62 |
| 4 | 90 | 84.45 | 1.35 | 22.6 | 29.18 | 32.68 | 26.09 | 26.09 |
| 5 | 90 | 80.43 | 1.35 | 21.1 | 27.66 | 31.16 | 24.57 | 24.57 |

| 生产年限 | 单井生产指标 | | | | | | 关井油压（MPa） | 关井套压（MPa） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 日产气量（$10^4m^3$） | 日产油量（$m^3$） | 日产水量（$m^3$） | 井口压力（MPa） | 井底流压（MPa） | 地层压力（MPa） | | |
| 6 | 90 | 76.41 | 1.44 | 19.5 | 26.14 | 29.64 | 23.05 | 23.05 |
| 7 | 90 | 72.42 | 1.44 | 18 | 24.61 | 28.11 | 21.52 | 21.52 |
| 8 | 90 | 68.4 | 1.44 | 16.5 | 23.09 | 26.59 | 20 | 20 |
| 9 | 90 | 64.38 | 1.44 | 15 | 21.57 | 25.07 | 18.48 | 18.48 |
| 10 | 90 | 60.39 | 1.53 | 13.5 | 20.04 | 23.54 | 16.96 | 16.96 |
| 11 | 90 | 56.37 | 1.53 | 11.9 | 18.52 | 22.02 | 15.43 | 15.43 |
| 12 | 90 | 52.35 | 1.53 | 10.4 | 17 | 20.5 | 13.91 | 13.91 |
| 13 | 90 | 48.36 | 1.53 | 8.9 | 15.47 | 18.97 | 12.39 | 12.39 |
| 14 | 90 | 44.34 | 1.62 | 7.4 | 13.95 | 17.45 | 10.86 | 10.86 |
| 15 | 72 | 32.58 | 1.68 | 6.6 | 13.16 | 16.46 | 9.87 | 9.87 |
| 16 | 57.6 | 24.21 | 1.74 | 5 | 12.37 | 15.67 | 8.29 | 8.29 |
| 17 | 48 | 18.93 | 1.8 | 4.3 | 11.71 | 15.01 | 7.63 | 7.63 |
| 18 | 42 | 15.63 | 1.86 | 3.2 | 11.13 | 14.43 | 6.53 | 6.53 |
| 19 | 36 | 12.69 | 1.92 | 2.7 | 10.64 | 13.94 | 6.03 | 6.03 |
| 20 | 28.8 | 9.69 | 1.98 | 2.3 | 10.24 | 13.54 | 5.64 | 5.64 |
| 21 | 23.1 | 7.47 | 2.04 | 2 | 9.92 | 13.22 | 5.32 | 5.32 |
| 22 | 18.3 | 5.79 | 2.1 | 1.8 | 9.67 | 12.97 | 5.07 | 5.07 |
| 23 | 14.7 | 4.5 | 2.16 | 1.6 | 9.47 | 12.77 | 4.86 | 4.86 |
| 24 | 10.5 | 3.15 | 2.22 | 1.4 | 9.32 | 12.62 | 4.72 | 4.72 |
| 25 | 9 | 2.64 | 2.28 | 1.4 | 9.3 | 12.5 | 4.59 | 4.59 |
| 26 | 8.4 | 2.43 | 2.34 | 1.3 | 9.18 | 12.38 | 4.48 | 4.48 |
| 27 | 7.2 | 2.07 | 2.4 | 1.2 | 9.08 | 12.28 | 4.38 | 4.38 |
| 28 | 5.4 | 1.53 | 2.46 | 1.1 | 9.01 | 12.21 | 4.31 | 4.31 |
| 29 | 3 | 0.84 | 2.52 | 1.1 | 8.97 | 12.17 | 4.26 | 4.26 |

## 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钻井、单井采气管线、井场、道路等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、道路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和生活污水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。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。钻井井场动力设备由柴油机提供，单井柴油消耗量为2t/d，2口井消耗总量合计为252t,根据国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的资料，柴油燃烧产污系数为：$SO_2$ 2.24kg/t，$NO_x$ 2.92kg/t，总烃2.13kg/t，则钻井期柴油燃烧烟气中污染物排放总量为：$SO_2$ 0.56t、$NO_x$ 0.74t、总烃 0.54t。

（2）废水

废水主要为管道试压废水和生活污水。

①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。

②生活污水

生活污水主要产生于生活营地。单井钻井期63天，工作人员35人，消耗水量20L/d·人，则单井生活用水44m³，2口井用水共88m³，排水系数取0.8，则生活污水产生量约70.4m³，其排水水质与居民生活污水相近似，各污染物浓度为：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。生活污水排入防渗池，定期清运至石河子市生活污水处理厂处理。

（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

固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。

①钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统，进行岩屑与钻井液分离，液体回收利用，固体岩屑暂存井场临时存放区。岩屑产生量与井身结构有关，可按下式计算：

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

式中：$W$——产生的岩屑量，$m^3$；

$D$——井眼平均井径，m；

$h$——裸眼长度，m；

$d$——岩屑膨胀系数，取 d=2.2，钻井岩屑密度均取 ρ=2.5g/$cm^3$。

根据上述公式和及井身结构计算项目岩屑产生量，具体详见下表。

**表 4.3-1　项目岩屑产生量一览表**

| 井号 | 井段 | 岩屑产生量 | |
|---|---|---|---|
| | | 体积（$m^3$） | 质量（t） |
| 单井 | 一开 | 147 | 367 |
| | 二开 | 167 | 418 |
| | 三开 | 137 | 342 |
| 单井小计 | / | 451 | 1126 |
| 2口井合计 | / | 902 | 2252 |

②建筑垃圾

建筑垃圾主要包括废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

③生活垃圾

钻井期按每人每日垃圾产生量 0.5kg 计算，生活垃圾产生量约 2.2t。

（5）生态影响分析

本项目总占地面积为 239650$m^2$，其中永久占地 56150$m^2$，临时占地 183500$m^2$，详见表 4.3-2。

表4.3-2　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 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 永久征地（$m^2$） | 临时占地（$m^2$） |
| 1 | 井场 | 91200 | 2700 | 88500 |
| 2 | 单井采气管道 | 85000 | 0 | 85000 |
| 3 | 电力线 | 10450 | 450 | 10000 |
| 4 | 道路 | 53000 | 53000 | 0 |
| 5 | 合计 | 239650 | 56150 | 183500 |

### 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过程中产生的无组织挥发性有机物；噪声源主要为井下作业及巡检车辆噪声；固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液、废洗井液及清管废渣。

（1）废气

挥发性有机废气主要来自天然气集输环节，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 | 排放系数（kg/h/排放源） | 设备数量（个/台） | 污染物排放量（t/a） |
|---|---|---|---|
| 阀门 | 0.0268 | 15 | 3.52 |
| 法兰、连接件 | 0.00025 | 105 | 0.23 |
| 合计 | / | / | 3.75 |

（2）噪声

噪声主要包括井下作业噪声及巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表4.3-4。

**表4.3-4　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 |
| 罐车 | 交通噪声 | 60～90 | 间歇 | 机械 |

（3）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。固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液及废洗井液和清管废渣。

（1）压裂返排液、酸化返排液及废洗井液

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液，上述污染物的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，井下作业每2年1次，具体产污系数及产生量见表4.3-5。

表4.3-5　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 | 产生量（t/2a） | 危险废物类别 | 危险废物代码 |
|---|---|---|---|---|
| 压裂返排液 | 263.98 $m^3$/井 | 9527.52 | HW08废矿物油和含矿物油废物 | 900-249-08 |
| 废洗井液 | 25.29 t/井 | 202.32 | | |
| 酸化返排液 | 82.3 $m^3$/井 | 212.48 | HW34废酸 | 900-349-34 |

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理。

（2）清管废渣

管线清管每年1次，清管废渣主要为硫化铁和机械杂质，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，采气管线长8.5km，每次废渣量约9.8kg/a。

### 4.3.3 退役期环境影响因素分析

退役期的施工内容主要为气井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，施工过程中将产生少量扬尘、废弃管线、建筑垃圾等固体废物。

### 4.3.4 事故状态环境影响因素分析

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

井喷主要是在钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目在钻井和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、凝析油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或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，导致钻井液或修井液漏入地层。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，使大量钻井液或修井液漏失，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，单井采气管线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4.3-6。

**表4.3-6　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 | 3.75t/a | 3.75t/a | 环境空气 |
| 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 | 压裂返排液 | / | 9527.52t/2a | 0 | 由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理 |
| | 废洗井液 | / | 202.32t/2a | 0 | |
| | 酸化返排液 | / | 212.48t/2a | 0 | |
| | 清管废渣 | / | 9.8kg/a | 0 | 集中收集后交由有相应危废处理资质的单位回收处置 |

## 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。本项目产生的洗井废水集中收集后由罐车拉运至采气一厂稀油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；本项目无二氧化硫、氮氧化物产生；非甲烷总烃排放量为3.75t/a，为无组织排放，项目无有组织非甲烷总烃排放，故本次不申请总量控制指标。

## 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，本次评价对钻井及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。

本项目钻井、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- 2至表4.5- 4。

（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4.5-1。

**表4.5-1　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4.5-2至表4.5-4计算可得：

**表 4.5-2　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

| 定量指标 | | | | | | 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 | 占地面积 | $m^2$ | 15 | 符合行业标准要求 | 符合 | 15 |
| | | 新鲜水消耗 | t/100m 标准进尺 | 15 | ≤25 | 符合 | 15 |
| （2）生产技术特征指标 | 5 | 固井质量合格率 | % | 5 | ≥95% | 100 | 5 |
| （3）资源综合利用指标 | 30 | 钻井液循环率 | 井深：2000m 以下；2000m～3000m；3000m 以上 | 10 | ≥40%；≥50%；≥60% | 95 | 10 |
| | | 柴油机效率 | % | 10 | ≥80 | ＞85 | 10 |
| | | 污油回收率 | % | 10 | ≥90 | 100 | 10 |
| （4）污染物产生指标 | 35 | 钻井废水 | t/100m 标准进尺 | 10 | 甲类区：≤30；乙类区：≤35 | ＜35 | 10 |
| | | 废弃钻井液 | $m^3$/100m 标准进尺 | 10 | ≤10 | ＜10 | 10 |
| | | 采油机烟气 | - | 5 | 符合排放标准要求 | 符合 | 5 |
| | | 石油类 | mg/L | 5 | ≤10 | ＜10 | 5 |
| | | COD | mgL | 5 | 甲类区：≤100；乙类区：≤150 | ＜150 | 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）原辅材料 | 15 | 钻井液毒性 | 可生物降解或无毒钻井液 | 10 | 0 |
| | | 柴油消耗 | 具有节油措施 | 5 | 5 |
| （2）生产工艺及设备要求 | 30 | 钻井设备 | 国内领先 | 5 | 5 |
| | | 压力平衡技术 | 具备欠平衡技术 | 5 | 5 |
| | | 钻井液收集设施 | 配有收集设施，且使钻井液不落地 | 5 | 5 |
| | | 固井设备 | 配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备 | 5 | 5 |
| | | 井控措施 | 具备 | 5 | 5 |
| | | 有无防噪措施 | 有 | 5 | 5 |
| （3）管理体系建设及清洁生产审核 | 35 | 建立 HSE 管理体系并通过认证 | | 10 | 10 |
| | | 开展清洁生产审核，并通过验收 | | 20 | 20 |
| | | 制定节能减排工作计划 | | 5 | 5 |
| （4）贯彻执行环境保护法规的符合性 | 20 | 废弃钻井液处置措施满足法规要求 | | 10 | 10 |
| | | 污染物排放总量控制与减排措施情况 | | 5 | 5 |
| | | 满足其他法律法规要求 | | 5 | 5 |

**表 4.5-3　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 | 8 | 0 |
| | | 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 | 0 | 10 |
| | | 石油类 | mg/L | 5 | 甲类区：≤10；乙类区：≤50 | 0 | 5 |
| | | COD | mg/L | 5 | 甲类区：≤100；乙类区：≤150 | 0 | 5 |
| | | 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 4.5-4　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<br>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 |
| | | 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，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 |

——钻井作业：定量指标100分，定性指标95分，综合评价98分。

——井下作业：定量指标70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，减少了钻井、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

本项目行政隶属新疆生产建设兵团第八师石河子市，石河子市是新疆生产建设兵团农八师师部所在地，位于新疆维吾尔自治区北部。石河子垦区地处天山北麓中段，古尔班通古特大沙漠南缘，地理坐标位于东经84’58″～86’24″，北纬43’26″～45’20″，准噶尔盆地南缘。东以玛纳斯河为界，与玛纳斯县为邻；南、西、北三面与沙湾市环接市区，市区东距自治区首府乌鲁木齐150km，西距霍尔果斯口岸500km。全垦区面积7529km$^2$。

### 5.1.2 地形、地貌

本项目位于石河子市南山山区，山区地形起伏较大，地面海拔为700m～1000m。气田区域地形复杂，交通困难，有勘探路与山外相通，气田至山口距离最远约5km左右，低山区山体主要以红色或灰绿色泥岩、砂岩为主。地表多砂砾石。山前冲洪积平原地区地形起伏较小。

### 5.1.3 水文地质

（1）地表水

项目区东部为玛纳斯河，项目边界距其河道最短距离约为3km。玛纳斯河流域(以下简称“玛河流域”)位于新疆天山北坡经济带的重要区域，地处天山北麓准噶尔盆地南缘，发源于天山北麓依连哈比尔尕山，流向由南向北，是准噶尔盆地南缘最大的一-条溶雪型山溪河流，干流全长324km,多年平均径流量13.15×10$^4$m$^3$，主要支流有清水河和呼斯台郭勒河。东至塔西河，西至巴音沟河，南靠依连哈比尔尕山与和静县相连,北接古尔班通古特沙漠。地理位置东经85° 01’～86° 32’,北纬43° 27’～45° 21’，径流总面积19800km$^2$。

（2）地下水

本区域在喜马拉雅山构造期运动时，从新生界基底上发育了3排纬向排列的褶

皱构造，石河子市区南部的玛纳斯山属第二排背斜构造，该山体海拔600-1000m，由透水性较弱的第三系泥岩、泥质砂岩和砂砾岩组成，与其南部紧靠天山主脉的第一排背斜平行，其间的向斜注地沉积了巨厚的第四纪砂卵砾石和半胶结砾岩，第四系含水层厚度200m左右，地下水储量相当丰富。但该地下水在向北部渗流的过程中，受玛纳斯山阻挡，山区地下水向倾斜平原区的渗透补给滞缓且微弱。该区域地下水理深变化较大，G312国道北理深多小于20 m，铁路以南一般人于100m，这决定了区内地下水的补给以水平侧向补给为主;垂向上因水位理深较大，其入渗补给相当微弱。

### 5.1.4 气候气象

新疆石河子地区地处亚欧大陆腹部，远离海洋，冬冷夏热，光照充足，雨量稀少，气候干燥，夏季昼夜温差较大，属典型的温带大陆性气候，冬季长而严寒，夏季短而炎热，春风多、雨水少。石河子无霜期为168～171天。≥0℃的活动积温为4023℃～4118℃，≥10℃的活动积温为3570℃～3729℃。北部地区气温低，南部高。一年中的最高气温出现在7月,平均气温25.1～26.1℃。年降水量为125.0～207.7mm之间，一年中降水较多的月份，以北地区主要出现在7月、5月、6月和4月，降水量13.0～20.0mm；以南地区出现在4月、5月、7月和6月，降水量21.7～27.6mm。石河子地区日照充沛，年日照时数为2721～2818小时，北部地区日照时数多于南部地区。各地历年平均最多日照出现在7月。石河子地区年平均风速1.5m/s，静风占32%，偏南风占22%，偏西风17%，偏北风占15%，偏东风占14%。

## 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）区域大气环境质量达标判定

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”，石河子市2020年公开发布的环境质量监测数据及评价结果详见表5.2-1。

**表5.2-1　大气环境质量现状监测及评价结果一览表**

| 监测因子 | 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 | 10 | 60 | 16.7 | 达标 |
| $NO_2$ | 年平均值 | 33 | 40 | 82.5 | 达标 |
| $PM_{10}$ | 年平均值 | 91 | 70 | 130 | 超标 |
| $PM_{2.5}$ | 年平均值 | 56 | 35 | 160 | 超标 |
| CO | 24小时平均第95百分位数 | 2.2（mg/m³） | 4（mg/m³） | 55 | 达标 |
| $O_3$ | 最大8小时平均第90百分位数 | 129 | 160 | 76.3 | 达标 |

由表5.2-1可知，项目所在区石河子市环境空气质量中$SO_2$、$NO_2$年平均质量浓度，CO 24小时平均第95百分位浓度、$O_3$ 日最大8小时平均第90百分位数均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目位于大气污染防治重点区域，受区域工业污染影响，导致$PM_{2.5}$、$PM_{10}$年平均质量浓度超标，项目所在区域为环境空气质量不达标区。

（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、$H_2S$。

监测点位：监测点位于项目区东北方向约0.5km，坐标为　　。

②监测时间及监测单位

监测时间：2021年9月12日～9月18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2.0mg/m³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：

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

$P_i$—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表 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| G1 | NMHC | 一次值 | 220～350 | 2000 | 17.5 | 达标 |
| | $H_2S$ | 一次值 | | 10 | | |

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，$H_2S$ 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。

### 5.2.2 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，且项目区周边无地表水体分布，因此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

本次评价采用实测法调查地下水环境质量，分别在地下水流向上游布设 1 个监测点、下游布设 2 个监测点。

**表 5.2-3　地下水监测井基本信息**

| 监测点位 | 坐标 | | 深度（m） | 使用功能 |
|---|---|---|---|---|
| D1：十户窑存水源井 | | | 23 | 灌溉用水 |
| D2：马鞍沟村水源井 | | | 18 | 灌溉用水 |
| D3：一五二团三连水源井 | | | 21 | 灌溉用水 |

监测因子包括 $K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$的浓度；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，采样时间为 2021 年 9 月。

（2）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。

（3）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：

$pH_j \leqslant 7.0$ 时；　$S_{pH,j}=\dfrac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}}$

$pH_j > 7.0$ 时；　$S_{pH,j}=\dfrac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0}$

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。

（4）评价结果

监测及评价结果见表 5.2-4。

**表 5.2-4　地下水现状监测数据一览表　　（单位：mg/L，pH 无量纲）**

| 序号 | 监测项目 | 标准值 | D1 | | | D2 | | | D3 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 监测值 | 标准指数 | 达标情况 | 监测值 | 标准指数 | 达标情况 | 监测值 | 标准指数 | 达标情况 |
| 1 | pH 值 | 6.5～8.5 | 7.8 | 0.53 | 达标 | 7.1 | 0.07 | 达标 | 7.3 | 0.20 | 达标 |
| 2 | 总硬度 | ≤450 | 123 | 0.27 | 达标 | 148 | 0.33 | 达标 | 132 | 0.29 | 达标 |
| 3 | 溶解性总固体 | ≤1000 | 189 | 0.19 | 达标 | 208 | 0.21 | 达标 | 176 | 0.18 | / |
| 4 | 耗氧量 | ≤3 | 1.60 | 0.53 | 达标 | 1.65 | 0.55 | 达标 | 1.78 | 0.59 | 达标 |
| 5 | 氨氮 | ≤0.5 | 0.052 | 0.10 | 达标 | 0.076 | 0.15 | 达标 | 0.070 | 0.14 | 达标 |
| 6 | 硝酸盐 | ≤20 | 1.82 | 0.09 | 达标 | 4.58 | 0.23 | 达标 | 2.20 | 0.11 | 达标 |
| 7 | 亚硝酸盐 | ≤1 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 8 | 氯化物 | ≤250 | 12.6 | 0.05 | 达标 | 20.8 | 0.08 | 达标 | 16.8 | 0.07 | / |
| 9 | 硫酸盐 | ≤250 | 55.4 | 0.22 | 达标 | 78.5 | 0.31 | 达标 | 60.7 | 0.24 | 达标 |
| 10 | 氟化物 | ≤1 | 0.21 | 0.21 | 达标 | 0.19 | 0.19 | 达标 | 0.19 | 0.19 | 达标 |
| 11 | 氰化物 | ≤0.05 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 12 | 挥发酚 | ≤0.002 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 13 | 六价铬 | ≤0.05 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | / |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 14 | 砷 | ≤0.01 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | / |
| 15 | 镉 | ≤0.005 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 16 | 石油类 | ≤0.05 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 17 | 铁 | ≤0.3 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 18 | 锰 | ≤0.10 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 19 | 铅 | ≤0.20 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 20 | 汞 | ≤0.001 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |

由表5.2-4可知，各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准限值。

### 5.2.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

根据井场、站场及管线分布特点，本次共布设7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 | 井号 | | 坐标 |
|---|---|---|---|
| Z1 | 玛纳2 | | |
| Z2 | 玛纳005 | | |
| Z3 | 玛纳004 | | |
| Z4 | 2号集气站 | 东厂界 | |
| Z5 | | 南厂界 | |
| Z6 | | 西厂界 | |
| Z7 | | 北厂界 | |

（2）监测单位及监测时间

监测时间：2021年9月16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5.2-6。

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 | 42 | 65 | 达标 | 39 | 55 | 达标 |
| Z2 | 41 | 65 | 达标 | 39 | 55 | 达标 |
| Z3 | 41 | 65 | 达标 | 39 | 55 | 达标 |
| Z4 | 42 | 65 | 达标 | 40 | 55 | 达标 |
| Z5 | 40 | 65 | 达标 | 38 | 55 | 达标 |
| Z6 | 40 | 65 | 达标 | 37 | 55 | 达标 |
| Z7 | 41 | 65 | 达标 | 38 | 55 | 达标 |

由表5.2-6可知，项目区背景噪声值昼、夜均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3类标准要求。

### 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漠土。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3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 | | | 表层样 | 在0～0.2m处取样 |
| | T2 | | | | |
| | T3 | | | | |

（2）监测因子

T1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；

T2和T3监测因子为石油烃。

（3）监测单位及监测时间

监测时间：2021年9月20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

监测及评价结果见表 5.2-8 和表 5.2-9。

**表 5.2-8　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 | 11.0 | 0.18 | 达标 |
| 2 | 镉 | 65 | mg/kg | 0.42 | 0.006 | 达标 |
| 3 | 六价铬 | 5.7 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 4 | 铜 | 18000 | mg/kg | 20 | 0.001 | 达标 |
| 5 | 铅 | 800 | mg/kg | 20.3 | / | 达标 |
| 6 | 汞 | 38 | mg/kg | 0.070 | / | 达标 |
| 7 | 镍 | 900 | mg/kg | 16 | 0.018 | 达标 |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 596 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 54 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 | μg/kg | 未检出 | / | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 23 | 三氯乙烯 | 2.8 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 25 | 氯乙烯 | 0.43 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 26 | 苯 | 4 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 27 | 氯苯 | 270 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 28 | 1,2-二氯苯 | 560 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 29 | 1,4 二氯苯 | 20 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 30 | 乙苯 | 28 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 34 | 邻二甲苯 | 640 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 35 | 硝基苯 | 76 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 36 | 苯胺 | 260 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 37 | 2-氯酚 | 2256 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 15 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 1.5 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 15 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 151 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 42 | 䓛 | 1293 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 43 | 二苯并[a,h]蒽 | 1.5 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 15 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |
| 45 | 萘 | 70 | μg/kg | 未检出 | / | 达标 |

**表 5.2-9　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 | 0～0.2m | 6 | 0.001 | 达标 |
| | | T2 | 0～0.2m | 6 | 0.001 | 达标 |
| | | T3 | 0～0.2m | ＜6 | / | 达标 |

由表5.2-8和表5.2-9可知，T1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；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。

### 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为低覆盖度草地，详见图5.2-2。

（2）土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为棕钙土，详见图5.2-3。棕钙土是由生物累积和碳酸钙移动淀积两个主要成土过程共同作用形成的地带性土壤。根据棕钙土形成过程与附加成土过程，该土可分为棕钙土、淡棕钙土、盐化棕钙土、草甸棕钙土、碱化棕钙土、灌耕棕钙土六个亚类。本工程所在区域土壤类型主要为棕钙土，其成土母质类型多样，其中天山北麓多为黄土状沉积物，土层较厚，并具有明显的残余盐化和碱化特征。由于环境干旱，土体呈干燥状态，故土壤很容易遭受吹蚀。

（3）植物现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，评价区属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。评价区植被类型见图5.2-4。经过实地调查和资料核实，评价区域内常见高等植物高等植物有24种，分属8科，其中藜科植物占有50%多。植被类型见表5.2-10。

**表5.2-10　项目所在区域植物名录**

| 科 | 种名 | 拉丁名 |
|---|---|---|
| 藜科 | 无叶假木贼 | *Anabasis aphylla* |
| | 盐生假木贼 | *Anabasis salsa* |
| | 多叶猪毛菜 | *Salsola foliosa* |
| | 长刺猪毛菜 | *Salsola paulsenii* |
| | 角果藜 | *Ceratocarpus arenarius* |
| | 驼绒藜 | *Ceratoides latens* |
| | 绛红梯翅蓬 | *Climacoptera affinis* |
| | 散植梯翅蓬 | *C.brachiata* |
| | 柔毛节节盐木 | *Hm²limocnemis villosa* |
| | 木地肤 | *Kochia prostrata* |
| | 小蓬 | *Nanophyton eriaceum* |
| | 叉毛蓬 | *Petrosimonia sibirica* |
| 菊科 | 新疆绢蒿 | *Seriphidium kaschgaricum* |

| 科 | 种名 | 拉丁名 |
|---|---|---|
| | 博洛塔绢蒿 | *Seriphidium borotalense* |
| | 地白蒿 | *Artemisia terrae ablbae* |
| 柽柳科 | 琵琶柴 | *Reaumuria soongorica* |
| 茄科 | 黑刺 | *Solanaceae* |
| 蒺藜科 | 骆驼蓬 | *Peganum hm²rmala* |
| 禾本科 | 沙生针茅 | *Stipa glareosa* |
| | 东方旱麦草 | *Eremopyrum orientale* |
| | 冰草 | *Agropyron cristatum* |
| 十字花科 | 四齿芥 | *Tetracme quadricornis* |
| 豆科 | 骆驼刺 | *Alhm²gi sparisifolia* |
| | 苦马豆 | *Swainsonia salsula* |

井场和管线沿线主要植被分布为博洛塔绢蒿，属中温超旱生牧草。见于整个气田井场和处理站开发范围内。常组成单优势种群落，植株高度在良好的条件下可达50厘米以上，群落总盖度可达20%～30%，种类组成一般2～3种，有时多至18种。在土壤砾质化加强时，常与超旱生小半灌木组成群落，形成从属层片的小半灌木，主要有小蓬、盐生假木贼、木地肤、无叶假木贼等，群落盖度15%～25%。博洛塔绢蒿是荒漠带重要的优良牧草。

（4）野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划分级标准，玛河气田区域动物区系属蒙新区的西部荒漠亚区中的准噶尔盆地小区，动物区系组成简单，野生动物种类及分布均很少。据统计评价区内共分布有野生脊椎动物32种，其中两栖类1种，爬行类4种，鸟类17种，兽类10种。野生动物以啮齿类、爬行类和鸟类为主。

野生动物的组成特点表现为准噶尔荒漠动物类型与绿洲农田动物类型的相互渗透。评价区域内野生动物组成较单一，常见的有两栖类和爬行类的快步麻蜥、沙蜥等。鸟类为雀形目的树麻雀、短趾沙百灵等广布种。还有大杜鹃、红尾伯劳、欧斑鸠等，无大型野生兽类，主要为啮齿动物，如红尾沙鼠、小家鼠、灰仓鼠等。

### 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），项目区位于天山北坡诸小河流域重点治理区范围内。

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，石河子市水土流失类型主要是风力侵蚀，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5.2-5。

# 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

本工程钻井过程废气主要来源于柴油机、柴油发电机组和车辆燃料燃烧废气，由于各类机械设备均使用符合国家标准的燃料，且施工期短暂、周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好。且施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放，各类机械及车辆均采用合格油品，燃烧后不会对周围环境产生明显影响对周围环境影响较小。

### 6.1.2 施工期地下水环境影响分析

（1）钻井作业对地下水含水层影响分析

项目钻井过程正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度为430m，可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。

本项目开采目的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，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生

影响。

（2）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。

（3）管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.5m以内，农田段埋深-1.8m，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

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为钻井过程产生的钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。

本项目采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及水基岩屑经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，固相排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。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，生活垃圾集中收集后送至石河子市玛河垃圾清运场处理。

### 6.1.5 施工期土壤环境影响分析

（1）对土壤环境质量影响分析

管道试压废水污染物主要为悬浮物，且产生量较小；材料堆场等区域采用防渗膜防渗；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。施工期产生的废物均可得到妥善处置，正常情况下不会对土壤环境质量产生明显影响。

（2）对土壤理化性质影响分析

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。

### 6.1.6 施工期生态环境影响分析

临时占地主要为单井管线、井场等施工临时占用，永久占地主要为井场、道路占地。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

项目占地类型为低覆盖度草地，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。井场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183500㎡，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，属于三等七级草原，每公顷鲜草量按照500kg/hm²计算，则本项目临时占地范围内草地生物损失量为9.2t/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

本项目井场工程、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。项目占地类型主要为草地，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 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。

## 6.2 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荒漠化土地，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 | -41℃ | 42.3℃ | 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/℃ | | 42.3 |
| 最低环境温度/℃ | | -41 |
| 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

污染源参数见表6.2-4。

**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 |
|---|---|---|---|---|
| 油气集输 | NMHC | 3.75 | 无组织排放 | 274m×274m×8m |

（6）预测结果

预测结果详见表6.2-5。

**表6.2-5　油气集输无组织废气预测结果一览表**

| 离源距离(m) | NMHC污染物 | |
|---|---|---|
| | 浓度（ug/m$^3$） | 占标率（%） |
| 10 | 36.5100 | 1.83 |
| 100 | 55.4000 | 2.77 |
| 200 | 82.4140 | 4.12 |
| 300 | 91.1120 | 4.56 |
| 386 | 92.7200 | 4.64 |
| 400 | 92.6750 | 4.63 |
| 500 | 90.4100 | 4.52 |
| 600 | 89.6300 | 4.48 |
| 700 | 89.4990 | 4.47 |
| 800 | 88.5910 | 4.43 |
| 900 | 87.1060 | 4.36 |
| 1000 | 85.2390 | 4.26 |
| 1500 | 73.9220 | 3.70 |
| 2000 | 63.2750 | 3.16 |
| 2500 | 54.7580 | 2.74 |

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。

（7）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）水文地质条件概况

根据区域勘探资料，玛河气田开发建设工程区域地下水属第四系松散岩类孔隙水，主要分布于山前冲洪积平原及北部沙漠区。按含水层结构可划分为单一结构潜水含水层和多层结构潜水-承压含水层。

单一结构潜水含水层：主要分布于乌伊公路以南，含水层岩性为卵砾石、砂砾石。从扇顶到扇缘含水层由厚变薄，含水层颗粒由粗变细。富水性自南向北具有明显的弱-强-弱的变化规律。沿乌伊公路两侧宽约5～13km范围内为强富水带，饱水带厚度600～700m，水位埋深20～40m，单位涌水量一般800～3000m³/d•m，最大可达7776m³/d•m，渗透系数35～137m/d。

多层结构潜水承压含水层：主要分布于乌伊公路以北，该含水层组上部受地质构造影响，玛纳斯气田开发区地下水主要由呼图壁河、雀尔沟河河水沿河床垂直入渗补给，是松散岩类孔隙水主要补给来源之一，农渠和田间灌溉入渗，使区内地下水所得补给量十分可观，此外由河谷潜流、降雨入渗补给。河流对地下水的天然补给量约$2.6\times10^{8}$m³/d。该区地下水矿化度小，水质较好，适于灌溉和饮用。含水层以砂砾石，粗砂砾为主，但也有厚度不等的亚粘土夹层，渗透系数为20～40m/d，单位通水量一般为6～15L/s•m，个别地区可达30L/s•m以上。主要开采潜水含水层。地下水排泄方式平原区主要由泉水浇上、蒸发、人工开采、深部退流几部分组成，其中人工开采量、侧向排泄量及潜水蒸发量为主要排泄方式。

（2）正常工况下对地下水环境影响分析

运营期无废水产生，不会对地下水产生不利影响。

（3）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，本项目单井采气管线破损泄漏导致油品外泄，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

本次评价针对单井采气管线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，假设单井采气管线发生全管径泄漏，裂口面积为0.008$m^2$，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，$m^2$；

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/$s^2$；

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6.2-6。

**表6.2-6　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($m^2$) | 泄漏口之上液位高度(m) | 容器内介质压力 | 环境压力 | 液体密度(kg/$m^3$) | 泄漏速度(kg/s) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 单井采气管线泄漏 | 0.008 | 0 | 28.7MPa | 0.1MPa | 777.5 | 1096.6 |

由表6.2-6可知，单井采气管线泄漏速率为1096.6kg/s。假定发现泄漏后30min处理完毕，则单井采气管线泄漏量按最长管线容积计算为1973.9t，根据管线中液相含量（0.005%）计算出泄漏的油量约为0.099t。

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 6.2-7。

**表 6.2-7　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 | 0.099t |
| 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 | 0.12$m^2$/d |
| 6 | $D_T$ | 横向 y 方向的弥散系数 | 0.012$m^2$/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 6.2-8。

表6.2-8　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） |
|---|---|---|---|---|
| 单井采气管线 | 石油类 | 100 | 28.83 | 100 |
| | | 500 | 5.77 | 500 |
| | | 1000 | 2.88 | 999 |

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，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999m。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50～120m，泄漏的原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采气井场的机泵，四周设栅栏，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：

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

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

天然气处理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6.2-9。

**表6.2-9　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6.2-10。

**表6.2-10　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 |
|---|---|---|---|---|
| 采气井场 | 东厂界 | 39 | 昼间65<br>夜间55 | 达标 |
| | 南厂界 | 41 | | |
| | 西厂界 | 43 | | |
| | 北厂界 | 40 | | |

由预测结果可知：采气井场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）3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，固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液

及废洗井液和清管废渣。压裂返排液、废洗井液和清管废渣属于《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，酸化返排液属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW34类废物。压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理。清管废渣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。项目产生的固体废物均得到妥善处置，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。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。风险单元为单井采气管线，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 |
|---|---|---|---|---|---|
| 单井采气管线 | 凝析油 | 44.8 | 2500 | 0.0179 | I |
| | 天然气 | 0.043 | 10 | 0.0043 | |

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<br>火焰温度：1100℃<br>沸点：300～325℃<br>闪点：23.5℃<br>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<br>爆炸极限5～14%(v)<br>自然燃点<br>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，在钻井和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。

（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

单井采气管线中含有凝析油，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

采气管线中的天然气泄漏对植被影响不大，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；二是原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

采气管线中的天然气泄漏对地下水无影响，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

采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，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。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。

### 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。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，若有原油泄漏，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、管线泄漏等事故时，上层能收集的原油回收送81号联合站原油处理系统处理，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《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玛纳2井区地面建设工程 |
| 建设地点 | 玛纳2井区行政隶属于新疆生产建设兵团第八师石河子市，北距石河子市中心城区约14km，东北距玛纳斯县中心城区约18km |
| 地理坐标 | N 44° 10’53.00″、E 86° 4’23.00″ |
| 主要危险物质及分布 | 主要危险物质为天然气、凝析油，主要分布在单井采气管线 |
| 环境影响途径及危害后果 | 管线发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原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）使用高质量柴油机、柴油发电机和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。

本次钻井过程中采用套管与地层隔离开，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层。项目区地下水埋深在20m～40m，本项目钻井时表层套管的下土深度为430m，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，可保护地下水环境不受污染。钻井时严格落实套管下入深度合格和固井质量合格，对产生的废水排放进行严格管理，基本不会对所在区域地下水产生影响。

### 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）钻井岩屑采用不落地系统处理，钻井岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理。

（3）生活垃圾集中收集后送至石河子市玛河垃圾清运场处理。

（4）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。

（5）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。

（4）钻井岩屑采用不落地系统处理，钻井岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理。

### 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，避免破坏荒漠植物，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；严格控制作业带宽度，单井采气管线不得超过10m，道路不得超过10m。

（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荒漠植被；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，以便后期野生植被的自然恢复和农田复垦。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，足额缴纳补偿费。

（9）加强施工期环境监理，监理对象为钻井工程、井场建设、管线和道路等工程的施工、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，植被稀疏区域建立井场。

（2）井场道路用砾石铺垫，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）定期对采气管线进行巡检，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。

采取以上措施后，井场厂界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。

### 7.2.3 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）压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理。

（3）清管废渣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。

（4）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。

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。

### 7.2.4 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、天然气处理站装置区、轻烃油罐、及管线沿线进行仔细检查；加强轻烃储罐、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。

### 7.2.5 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

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口井均为直井，封井需拆除井口装置，截去地下1m内管头；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

井场采气管线维持现状，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，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，将所占农田归还给农户，进行复垦。

## 7.4 环保投资分析

项目总投资3681.5万元，环保投资约211万元，占总投资的5.73%，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 | 工程占地 | 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 | 239650㎡ | 120 |
| | 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 | / | 3 |
| | | 施工机械尾气 | 使用达标油品，加强设备维护 | / | 2 |
| | 废水 | 生活污水 | 排至防渗池中，施工结束后送至污水处理厂处理 | 2座防渗池 | 1 |
| | 固体废物 | 钻井岩屑 | 采用泥浆不落地系统处理 | 2套 | 40 |
| | | 建筑垃圾 | 送至当地建筑垃圾填埋场 | / | 5 |
| | | 生活垃圾 | 集中收集后送至石河子市玛河垃圾清运场处理 | / | 2 |
| 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 | / | 5 |
| | 噪声 | 井场噪声 | 采用低噪声设备 | / | 2 |
| | 固体废物 | 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液 | 集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理 | / | 10 |
| | | 清管废渣 | 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 | / | 3 |
| 退役 | 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 | / | 6 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 期 | 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 | / | 2 |
| 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 | | | | | 211 |

## 7.5 依托可行性分析

### 7.5.1 依托设施环保手续履行情况

本项目天然气依托玛河气田天然气处理站处理，压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托81#联合处理站原油和采出水进行处理，，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 |
|---|---|---|
| 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设项目 | 原自治区环保厅<br>新环监函〔2007〕402号<br>2007年10月24日 | 已竣工验收 |
| 玛河气田增压及深冷提效工程 | 原新疆兵团第八师环境保护局<br>八师环审〔2018〕67号<br>2018年8月16日 | 2021年3月4日通过了自主竣工环境保护验收 |
| 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<br>克环保函〔2012〕225号 | 原克拉玛依市环保局<br>克环保函〔2015〕569号 |

### 7.5.2 天然气处理依托可行性分析

天然气处理站站内建有2套天然气处理装置，分别为1#浅冷装置和深冷处理装置，设计处理规模均为150×$10^4m^3$/d，最大处理规模为180×$10^4m^3$/d。采用注醇防冻+节流膨胀制冷的脱水脱烃工艺。站内1号集气站和2号集气站混输来的气液首先进入段塞流捕集器，经段塞流捕集器缓冲、分离后，天然气与凝析油分别进入油气处理装置，脱水脱烃的干气复热后外输;凝析油进入凝析油稳定塔进行稳定，稳定后的凝析油进入凝析油储罐储存，经泵加压后装车外运;采出水进入污水储罐储存，装车外运。

目前天然气处理站进站压力约6.2MPa，进站温度约22.7° C，进站气量约150.9×$10^4m^3$/d，深冷装置已满负荷运行；1#浅冷处理装置设计处理规模为150×$10^4m^3$/d，最大处理能力为180×$10^4m^3$/d，因此处理站浅冷装置尚有很大富裕处理能力，富余处理

能力可满足本项目需求。

### 7.5.3 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液处理依托可行性分析

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理。

81#联合处理站原油处理系统工艺流程主要为：正常集输处理流程来油共分为三路，第一路为81#集油区来油，经过分离器、进行气液分离后，伴生气经除油器处理后进天然气站，油水混合液进4#、5#、12#沉降罐；第二路为各集油站来油，经过一段炉后进入4#、5#、12#沉降罐；第三路为81#卸油台来油，经泵增压后进4#、5#、12#沉降罐。沉降罐脱出的原油污水经自流管线输送至81#原油处理站污水处理系统进行污水处理。沉降罐脱水后的低含水原油进入7#、8#缓冲罐，经脱水泵增压、二段加热炉加热后进入电脱水器，电脱水器脱出污水掺回4#、5#、12#沉降罐，净化油经原油稳定塔稳定后进10#、11#二沉罐，最后经现场交接后外输至油气储运公司。原油稳定塔脱出的气体输到81#天然气处理站。设计规模200×$10^4$t/a，实际处理规模为188×$10^4$t/a。

81#联合处理站采出水系统设计处理规模为17000$m^3$/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5000$m^3$沉降罐排出的含油污水进入2座2000$m^3$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1000$m^3$反应缓冲罐，经反应提升泵打入3座500$m^3$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2000$m^3$斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经1座2000$m^3$过滤缓冲罐然后进入2座2000$m^3$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/T5329-2012）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。

本项目产生的压裂返排液、酸化返排液及废洗井液相对于81#联合处理站原油处理系统和采出水处理系统所占比例较小，可满足项目需求。

# 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。

废气污染源的控制是重点加强集中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

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

新疆生产建设兵团生态环境局审批本工程的环境影响报告书，新疆生态建设兵团第八师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。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，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 | 所在行政区生态环境行政主管部门 | 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 | 在钻井施工，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 | 钻井岩屑排至井场内的收集罐内，施工结束后交由岩屑处置单位处理；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；生活垃圾集中收集后送至石河子市玛河垃圾清运场处理 | | | | |

### 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 |
|---|---|---|---|---|---|
| 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 | 新疆生产建设兵团生态环境局、新疆生态建设兵团第八师生态环境局 |
| 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。对天然气处理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 | 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 | | | |
| 5 | 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 | | | |
| 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 | 固体废物处置 | 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至 81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至 81#联合处理站采出水处理系统处理。清管废渣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 | | | |

### 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采气一厂 | 退役期 | 新疆生态建设兵团第八师生态环境局 | 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8.3-2。

**表 8.3-1　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 | 非甲烷总烃 | 3.75 | 选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期加强检修 | / | 3.75 | 4 | 274 | 274 | 8 | 8400 |

**表 8.3-2　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)<br>夜 50dB(A) | —— | —— |
| 固体废物 | 压裂返排液 | 集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至 81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至 81#联合处理站采出水处理系统处理 | 9527.52t/2a | 石油类 | —— | —— | 0 |
| | 废洗井液 | | 202.32t/2a | 石油类 | —— | —— | 0 |
| | 酸化返排液 | | 212.48t/2a | 石油类、pH | —— | —— | 0 |
| | 清管废渣 | 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 | 9.8kg/a | 石油类 | —— | —— | 0 |

## 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 | 各井场建设现场 | 1）井场选址布设是否满足环评要求；<br>2）各井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；<br>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；<br>4）井场硬化是否达到要求；<br>5）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。<br>2）施工作业是否超越了施工宽度；<br>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；<br>4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业；<br>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；<br>2）施工作业是否超越了限定范围；<br>3）临时堆放的土石方是否采取了防尘措施；<br>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；<br>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

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 | 井场厂界 | NMHC | GB39728—2020 | 竣工验收后开始 | 委托监测或建设单位自行监测 |
| | 噪声 | 4次/年 | 井场、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 | | |
| | 土壤环境质量跟踪监测计划 | 1次/5年 | 井场或管线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 | 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$^3$ |
| 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 | 压裂返排液、废洗井液 | HW08类 | 井场 | 集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管 | | 无废液外排 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 酸化返排液 | HW34类 | 井场 | 输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理 | |
| | 清管废渣 | HW08类 | 管线 | 清管废渣集中收集后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<br>土壤压覆<br>地表扰动<br>水土流失 | 井场<br>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；水土保持措施落实情况；井场、管线周边自然植被恢复情况 |
| 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 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、管线和道路等工程占地，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 结论与建议

## 10.1 建设项目概况

本项目拟在玛纳2井区部署3口采气井，新拟在玛纳2井区部署3口采气井，单井单井产气量约为30×$10^4m^3$/d，合计产气量约为90×$10^4m^3$/d；新建采气井场3座、单井采气管线8.5km，对2号集气站连头改造；并配套建设供配电、给排水等公辅工程。项目总投资3681.5万元，环保投资约211万元，占总投资的5.73%。

## 10.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域石河子市$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$长期浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，$PM_{10}$、$PM_{2.5}$不能满足相关标准限值要求，为环境空气质量不达标区。项目区NMHC现状满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值2.0mg/$m^3$要求，$H_2S$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

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

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

废水主要为管道试压废水和生活污水，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。运营期无废水排放。

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

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(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

固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑采用不落地系统处理，钻井岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理，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，生活垃圾集中收集后送至石河子市玛河垃圾清运场处理。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。运营期固体废物为压裂返排液、酸化返排液及废洗井液和清管废渣。压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理。清管废渣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，钻井岩屑交由岩屑处置单位处置，生活垃圾和建筑垃圾及时清运，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

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。

采用高质量的单井采气管线，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。

运营期压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站旁沉降池中，上层原油由管线管输至81#联合处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#联合处理站采出水处理系统处理。清管废渣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。

## 10.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了一次网上公示，公示期间没有收到反馈。

## 10.6 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。

## 10.7 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。

## 10.8 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。