

采气一厂湾探 1 井区莫西 1 井、湾探 101H 井地面建设  
工程

# 环境影响报告书

(报批版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司采气一厂

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二六年四月

盆 5 天然气处理站

湾探 101H 井井口处

项目区地形地貌

湾探 101H 井井场平整情况

现场踏勘

## 目 录

<b>1 概述</b> .....	<b>1</b>
1.1 项目背景 .....	1
1.2 建设项目主要特点 .....	1
1.3 环境影响评价的工作过程 .....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 .....	3
1.5 分析判定相关情况 .....	4
1.6 环境影响评价的主要结论 .....	5
<b>2 总则</b> .....	<b>6</b>
2.1 编制依据 .....	6
2.2 评价目的与原则 .....	12
2.3 评价时段 .....	13
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定 .....	13
2.5 环境功能区划与评价标准 .....	15
2.6 评价等级与评价范围 .....	19
2.7 环境保护目标 .....	25
2.8 评价内容和评价重点 .....	29
2.9 相关规划及政策符合性分析 .....	29
<b>3 建设项目工程分析</b> .....	<b>49</b>
3.1 拟转产井概况及环境影响 .....	49
3.2 现有工程概况 .....	52
3.3 项目工程概况 .....	66
3.4 污染源源强核算 .....	94
3.5 总量控制指标 .....	107
3.6 清洁生产分析 .....	108
<b>4 环境质量现状调查与评价</b> .....	<b>113</b>

4.1	自然环境现状调查与评价	113
4.2	环境保护目标调查	116
4.3	环境质量现状调查与评价	116
<b>5</b>	<b>环境影响预测与评价</b>	<b>149</b>
5.1	施工期环境影响预测与评价	149
5.2	运营期环境影响预测与评价	154
5.3	退役期影响分析	166
5.4	环境风险分析	167
<b>6</b>	<b>环境保护措施及其可行性论证</b>	<b>174</b>
6.1	施工期环境保护措施及其可行性论证	174
6.2	运营期环境保护措施	181
6.3	温室气体管控措施	190
6.4	环境风险事故防范措施	190
6.5	退役期环境保护措施	195
6.6	环境保护措施可行性分析	197
6.7	环保投资分析	198
<b>7</b>	<b>环境管理与监测计划</b>	<b>200</b>
7.1	环境管理机构	200
7.2	生产区环境管理	200
7.3	污染物排放的管理要求	203
7.4	企业环境信息公开	203
7.5	环境监测与监控	205
<b>8</b>	<b>环境影响经济损益分析</b>	<b>211</b>
8.1	环境社会效益分析	211
8.2	环境经济损益分析结论	212

<b>9 结论与建议</b> .....	<b>213</b>
9.1 建设项目概况 .....	213
9.2 环境质量现状 .....	213
9.3 主要环境影响及环保措施 .....	214
9.4 经济损益性分析结论 .....	219
9.5 环境管理与监测计划结论 .....	220
9.6 公众参与 .....	220
9.7 总结论 .....	220
<b>附件 1 委托书</b> .....	<b>221</b>
<b>附件 2 拟转产井环保手续</b> .....	<b>222</b>
<b>附件 3 盆 5 天然气处理站环保手续</b> .....	<b>232</b>
<b>附件 3 排污许可登记回执及应急预案备案意见</b> .....	<b>263</b>
<b>附件 4 环境质量现状检测报告</b> .....	<b>266</b>
<b>附件 5 大气环境影响自查表</b> .....	<b>316</b>
<b>附件 7 声环境影响自查表</b> .....	<b>317</b>
<b>附件 8 土壤环境影响自查表</b> .....	<b>318</b>
<b>附件 9 生态环境影响自查表</b> .....	<b>319</b>
<b>附件 10 环境风险影响自查表</b> .....	<b>320</b>

# 1 概述

## 1.1 项目背景

莫西1井和湾探101H井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，由中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区管辖。盆5采气作业区于2003年6月投入开发，截至2025年12月，辖区内共有天然气处理站1座、气井14口（其中报废井8口、转观察井5口、停产井1口）。由于气井完全衰竭，2024年10月，盆5采气作业区所辖气井全部关停，盆5天然气处理站暂时封堵停运。

为进一步探索盆5采气作业区的油气产能，中国石油新疆油田勘探事业部部署了莫西1井和湾探101H井，其中莫西1井于2025年07月21日取得了昌吉回族自治州生态环境局出具的《关于莫西1井勘探钻探项目环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2025〕165号），目前正在钻井，尚未进行竣工环境保护验收；湾探101H井于2024年02月18日取得了昌吉回族自治州生态环境局出具的《关于湾探101井勘探钻探项目环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2024〕34号），目前正在试油，尚未进行竣工环境保护验收。根据周边勘探井的试气结果可知，该区域具有良好的油气流。

为提高盆5采气作业区天然气产能，进一步保障国家能源安全，中国石油新疆油田分公司采气一厂拟将莫西1井和湾探101H井由勘探井转为生产井，新建采气井场2座、电加热节流橇1座、计量分离器橇1座，新建单井采气管线9.9km；在盆5天然气处理站新建2座60m<sup>3</sup>凝析油储罐，配套建设供配电、仪表自动化、消防、给排水等公辅工程。项目实施后莫西1井设计天然气产量为4.5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d、凝析油量为18.3t/d；湾探101H井设计天然气产量为15×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d、凝析油量为18.7t/d。

## 1.2 建设项目主要特点

(1) 莫西1井和湾探101H均为勘探井转生产井，采用天然能量开采，井场采用电加热，井口采出物均采用管线密闭集输工艺，两口井井口采出物均依托盆5天然气处理站处理；项目是典型的生态影响型和污染影响型兼有型项目。

(2) 目前，盆5天然气处理站暂时封堵停运。随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，各停运设备将重新运转。

(3) 本次拟部署的莫西1井和湾探101H井均位于未进行过产能开发的新区块，该部分建设内容为新建，但由于本项目建设内容中还包括盆5天然气处理站的扩建，综上所述，本项目建设性质为改扩建。

### 1.3 环境影响评价的工作过程

本项目建设内容主要包括拟部署2口采气井的地面工程及盆5天然气处理站的扩建两部分。其中拟部署2口采气井（莫西1井和湾探101H井）均为勘探井转产能井，均位于未进行过产能开发的新区块内，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发、年生产能力1亿立方米及以上的煤层气开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”类别，应编制环境影响报告书。盆5天然气处理站的扩建部分属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—其他”，应编制环境影响报告表。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》规定：“建设内容涉及本名录中两个及以上项目类别的建设项目，其环境影响评价类别按照其中单项等级最高的确定”。故本项目应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作，具体流程见图1.3-1。中国石油新疆油田分公司采气一厂于2026年01月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环评工作（附件1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范要求编制完成了《采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探101H井地面建设工程环境影响报告书》。

## 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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污染防治措施、环境保护措施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、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期产生的无组织挥发性有机物、噪声、废水、清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布及劳保用品等环境影响及事故状态对环境的影响分析。

图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

## 1.5 分析判定相关情况

### 1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年）》鼓励类中的“七、石油、天然气——1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

### 1.5.2 选址选线合理性分析

莫西1井和湾探101H均为勘探井转为生产井，采气井场选址已在钻试工程相应的环境影响报告表中进行了论证，即选址合理；新建2座60m<sup>3</sup>凝析油储罐位于盆5天然气处理站站内地，不新增占地，选址合理。新建单井采气管线、道路和输电线路沿线植被比较稀疏，选线过程中尽量避开了植被密集区域，尽量避绕了梭梭、白梭梭等固沙植物，同时根据单井采气管线管径大小和道路宽度合理确定了施工作业带宽度，严格控制占地；单井采气管线和道路尽量趋直，减少工程占地，进而减少了对周围生态环境的影响；评价范围内野生动物较少，对周围生态环境影响较小；无组织废气和噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置；项目区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线。综上所述，项目选址选线合理。

### 1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《昌吉回族自治州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》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《新疆维吾尔自治区

重点行业生态环境准入条件（2024年）》《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）等规划及政策中的相关要求。

## 1.6 环境影响评价的主要结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，项目选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置，建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从生态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01月01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01月01日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年01月01日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年06月05日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年09月01日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018年01月01日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022年修正），2023年05月01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03月01日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）》，2012年07月01日；
- (13) 《中国矿产资源法（2009年修正）》，2009年08月27日；
- (14) 《中华人民共和国突发事件应对法》，2007年11月1日。

#### 2.1.2 环境保护规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第682号，2017年10月01日；
- (2) 《排污许可管理办法》，生态环境部 部令第32号，2024年07月01日；
- (3) 《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01月01日；

- (4) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第4号，2019年01月01日；
- (5) 《国家危险废物名录（2025年版）》，生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部和国家卫生健康委员会部令第36号，2025年01月01日；
- (6) 《产业结构调整指导目录（2024年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号，2024年02月01日；
- (7) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012年第18号，2012年03月07日；
- (8) 《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；
- (9) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号，2021年09月07日；
- (10) 《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号，2021年02月01日；
- (11) 《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07日；
- (12) 《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年03月01日；
- (13) 《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；
- (14) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告2017第43号），2017年10月01日；
- (15) 《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；
- (16) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第23号），2021年11月30日；
- (17) 《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32号），2021年12月31日；

- (18) 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第24号），2021年12月21日；
- (19) 《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》，（环大气〔2023〕1号），2023年01月03日；
- (20) 《地下水管理条例》（国务院令第748号），2021年10月21日；
- (21) 《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号），2023年11月07日；
- (22) 《关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号），2023年11月30日；
- (23) 《生态保护补偿条例》，国务院令第779号，2024年06月01日；
- (24) 《突发事件应急预案管理办法》，国办发〔2024〕5号，2024年01月31日；
- (25) 《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》，生态环境部公告2024年第4号，2024年01月22日；
- (26) 《关于印发〈固体废物污染环境防治信息发布指南〉的通知》（环办固体废物函〔2024〕37号），2024年02月04日；
- (27) 《空气质量持续改善行动计划》，国发〔2023〕24号，2023年12月07日。
- (28) 《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》，生态环境部公告2021年第82号，2021年12月31日；
- (29) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021年第74号，2021年12月22日；
- (30) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，发改办气候〔2014〕2920号，2014年12月03日；
- (31) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017年05月01日；
- (32) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号），2021年11月04日；
- (33) 《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气

(2021) 65号)，2021年08月04日；

(34) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018年10月01日。

### 2.1.3 地方有关环保法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018年09月21日；

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019年01月01日；

(3) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；

(4) 《新疆生态功能区划》，2005年07月14日；

(5) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002年12月；

(6) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》  
(新环环评发〔2020〕142号)，2020年07月30日；

(7) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》，2018年08月；

(8) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年02月05日；

(10) 《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021年07月28日；

(11) 《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030年）》，  
2021年07月；

(12) 《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》（2021年11月）；

(13) 《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年08月02日。

(14) 《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号）；

(15) 《新疆油田公司“十四五”发展规划》，2022年08月；

(16) 《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022年08月；

(17) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》，2022年08月；

(18) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告

书》，2022年05月；

(19) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求〉（2021年版）的通知》，（新环环评发〔2021〕162号），2021年07月26日；

(20) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（新政发〔2022〕75号），2022年09月18日；

(21) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号），2023年12月29日；

(22) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022年03月28日；

(23) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）》，2018年9月21日；

(24) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号），2020年09月04日；

(25) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）〉的通知》（新环环评发〔2024〕93号），2024年06月09日；

(26) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）；

(27) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发〔2016〕21号），2016年02月04日；

(28) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25号），2017年03月01日；

(29) 《新疆维吾尔自治区主体功能区划》，2012年12月27日；

(30) 《关于工业固体废物环境管理有关要求的公告》，公告〔2023〕53号，2023年12月05日；

(31) 《关于自治区加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（新环大气发〔2021〕211号）；

(32) 《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号），2024年11月15日；

(33) 《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》，2025年01月10日。

#### 2.1.4 相关导则及指南

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)，2017年01月01日；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，2018年12月01日；

(3) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)，2022年07月01日；

(4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，2019年07月01日；

(5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，2022年07月01日；

(6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，2019年03月01日；

(7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，2016年01月07日；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，2019年03月01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》(HJ349-2023)，2024年01月01日；

(10) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)，2022年10月01日；

(11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，2017年06月01日；

(12) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)，2019年01月01日；

(13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》，2009年

02月；

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

(15) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022），2022年07月01日；

(16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012），2013年03月01日；

(17) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GBT/43936-2024），2024年08月01日；

(18) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018），2018年10月01日；

(19) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026），2026年07月01日。

### 2.1.5 相关文件和技术资料

(1) 《采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探101H井地面建设工程说明书》，2025年12月25日；

(3) 《采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探101H井地面建设工程环评委托书》，2026年01月；

(3) 《采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探101H井地面建设工程环境质量现状检验检测报告》，2026年02月。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

(1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。

(2) 通过工程分析，明确施工期、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) 分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

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

## 2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

### (1) 依法评价

贯彻执行国家和地方环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设、服务环境管理。

### (2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

### (3) 突出重点

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

## 2.3 评价时段

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

## 2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

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、焊接废气、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、建筑垃圾及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液及废洗井液）、危险废物（清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品）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

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水	0	0	0	0	0	0
	固废	建筑垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类	++	0	0	0	+	+
	废水	井下作业废液	0	++	0	+	+	+
	固废	危险废物	0	+	0	++	+	+
	噪声	井下作业过程中的机泵	0	0	+	0	0	0
	风险事故	管线泄漏、凝析油储罐泄漏	+	+	0	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+
	废水	管线吹扫废水	0	++	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的相关规定并结合项目特点、环境影响因素识别确定本次评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声	固体废物	环境风险
环境质量现状调查因子	NMHC和硫化氢	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫	GB36600-2018表1基本项目、pH、石油烃和土壤盐分含量	/	昼间等效声级（L <sub>d</sub> ）、夜间等效声级（L <sub>n</sub> ）	/	/	

			酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钠、硫化物、钡，水位					
油气集输工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/	建筑垃圾	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	石油烃和土壤盐分含量	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级、夜间等效声级	危险废物	事故状态下管线泄漏和套管破损对环境的影响

## 2.5 环境功能区划与评价标准

### 2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区	位于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	占地属于第二类建设项目用地
生态环境	II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—II <sub>3</sub> 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	

### 2.5.2 评价标准

#### (1) 环境质量标准

##### ①环境空气

SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub>六项基本项目执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值；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<sup>3</sup>执行，H<sub>2</sub>S执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中推荐值，各标准取值见表2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	GB3095-2026 过渡阶段 (二级)
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
3	PM <sub>10</sub>	年平均	60		
		24小时平均	120		
4	PM <sub>2.5</sub>	年平均	30		
		24小时平均	60		
5	O <sub>3</sub>	日最大8小时平均	160		
		1小时平均	200		
6	CO	24小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
		1小时平均	10		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H <sub>2</sub> S	1小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	HJ2.2-2018 附录D中的1h 平均浓度限值

## ②地下水

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

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5 ≤ pH ≤ 8.5	13	六价铬	≤ 0.05
2	总硬度	≤ 450	14	砷	≤ 0.01
3	溶解性总固体	≤ 1000	15	镉	≤ 0.005
4	耗氧量	≤ 3.0	16	石油类	≤ 0.05
5	氨氮	≤ 0.50	17	铁	≤ 0.3
6	硝酸盐	≤ 20.0	18	锰	≤ 1.5

7	亚硝酸盐	≤1.00	19	铅	≤0.01
8	氯化物	≤250	20	汞	≤0.001
9	硫酸盐	≤250	21	总大肠菌群	≤3.0
10	氟化物	≤1.0	22	菌落总数	≤100
11	氰化物	≤0.05	23	钠	≤200
12	挥发酚	≤0.002	24	硫化物	≤0.02

### ③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区限值，详见表2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

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

### ④土壤环境

占地范围内全部监测因子及占地范围外的六价铬和石油烃执行《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，占地范围外的土壤环境质量执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）表1限值要求。标准限值见表2.5-5和表2.5-6。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20

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)
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目 (半挥发性有机物)					
35	硝基苯	76	41	苯并 (k) 荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5
38	苯并 (a) 蒽	15	44	茚并 (1,2,3-cd) 芘	15
39	苯并 (a) 芘	1.5	45	萘	70
40	苯并 (b) 荧蒽	15			
其他项目 (特征污染因子)					
46	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500			

表 2.5-6 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	标准限值 (mg/kg) pH>7.5
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

\*石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值。

## (2) 污染物排放标准

### ① 废气

伴生气中硫化氢未检出, 故废气中没有硫化氢产生; 采气井场和盆5天然气处理站厂界非甲烷总烃执行《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<sup>3</sup>)。具体限值见表2.5-7。

表 2.5-7 大气污染物排放标准

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

## ②噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)相关标准；运营期各井场和站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类限值，具体见表2.5-8。

表 2.5-8 噪声排放标准一览表

执行地点	昼间[dB(A)]	夜间[dB(A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB 12523-2025
各站场边界	60	50	GB12348-2008 2类

## (3) 污染物控制标准

危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。项目产生的危险废物应按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ 1461-2026)进行控制。

## 2.6 评价等级与评价范围

## 2.6.1 评价等级

## (1) 环境空气评价等级

根据周边井试气成果，区块伴生气中不含硫化氢，根据工程特点和污染特征，本次评价选取NMHC为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的AERSCREEN估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率( $P_i$ )， $P_i$ 定义如下：

$$p_i = \frac{c_i}{c_{0i}} \times 100\%$$

其中： $P_i$ ——第*i*种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

### ①估算模式参数

AERSCREEN 估算模式参数选择见表 2.6-1，大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 2.6-2。

表 2.6-1 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/ $^{\circ}\text{C}$		39.6 $^{\circ}\text{C}$
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-37.4 $^{\circ}\text{C}$
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

表 2.6-2 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

### ②源强参数

源强参数见表 2.6-3。

表 2.6-3 面源污染源参数一览表

站场	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放 高度 (m)	年排放 小时数 (h)	排放 工况	排放速率 (kg/h)
							NMHC
莫西 1 井	374	30	25	2	7920	正常 工况	0.0005
湾探 101H 井	357	60	60	2	7920		0.0003
盆 5 天然气处理 站	382	375	320	3.5	7920		0.0737

### ③预测结果

预测结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
莫西1井	NMHC	4.233	0.21	29
湾探101H井	NMHC	1.307	0.07	56
盆5天然气处理站	NMHC	33.216	1.66	278

由表 2.6-4 可知：各污染源 NMHC 最大落地浓度占标率最高为 1.66%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-5），评价等级判定为二级。

表 2.6-5 评价工作等级判定依据表

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

### (2) 地表水评价等级

本项目周边无地表水，且与地表水无水力联系，井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理达标后回注地层；根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

### (3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-6，评价工作等级分级表见表 2.6-7。

表 2.6-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，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 <sup>a</sup> 。
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

表 2.6-7 建设项目评价工作等级分级表

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

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采气井场为II类建设项目，单井采气管线为III类建设项目，根据表 2.6-7 判定本项目地下水评价等级为三级。

#### （4）声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求可判定本项目声环境影响评价等级为二级。

#### （5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.6-8。

表 2.6-8 生态环境影响评级等级判定一览表

判定原则	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	占地范围内不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	占地范围内不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型建设项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	占地范围内不涉及天然林、公益林和湿地
f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占	新增占地 0.18km <sup>2</sup> ，小于 20km <sup>2</sup>

判定原则	判定结果
用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）6.1.2 评价等级确定原则 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级
h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	仅符合上述 g 条，评价等级为三级
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域，无需上调评价等级

由表 2.6-8 可知，生态影响评价等级为三级。

#### (6) 土壤环境评价等级

根据全盐量监测数据可知，区域土壤盐分含量为 0.2g/kg~1.1g/kg，小于 2g/kg，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）可知，项目所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.4 中规定：“非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作”，故本项目仅考虑项目实施对土壤的污染影响，不考虑对土壤的生态影响，本次按照土壤污染影响型开展评价工作。

土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.6-9。

表 2.6-9 污染影响型评价工作等级划分表

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

#### ※占地规模

永久占地面积约 3.40hm<sup>2</sup>，占地规模为小型。

#### ※土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-10。

表 2.6-10 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，环境敏感程度为不敏感。

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采气井场、盆5天然气处理站为II类建设项目，单井采气管线属于IV类项目，根据表2.6-10可知，采气井场和盆5天然气处理站土壤污染影响型评价等级为三级，单井采气管线可不开展土壤环境影响评价。

#### (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），环境风险评价工作级别按表2.6-11进行划分。

表 2.6-11 环境风险评价工作级别划分表

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

<sup>a</sup>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。

运营期涉及的风险物质为天然气和凝析油。风险单元为单井采气管线和盆5天然气处理站新增的凝析油储罐，则危险物质与临界量的比值（Q值）计算结果详见表2.6-12。

表 2.6-12 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值
		天然气	凝析油		
单井采气管线	长度 9.9km (1.9km, D60×8; 8.0km, D114×8)	天然气	0.05	10	0.005
		凝析油	53.85	2500	0.022
盆5天然气处理站	新建2座60m <sup>3</sup> 储油罐 (充装系数0.9)	天然气	0	10	0
		凝析油	87.42	2500	0.035
合计	/	/	/	/	0.062

根据上表计算结果可知，Q值最大为0.062，小于1，判断风险潜势为I。根据

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表 2.6-12 判定本次风险评价仅进行简单分析。

### 2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-13 和图 2.6-1、图 2.6-2 和图 2.6-3。

表 2.6-13 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以各采气井场为中心，盆 5 天然气处理站以本次扩建的位置为中心边长为 5km 矩形形成的包络线。
地下水	以地下水流向为长轴，各采气井场、盆 5 天然气处理站以本次扩建的位置为中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km 形成的外包线。各类管线边界两侧向外延伸 200m 范围。评价面积合计为**km <sup>2</sup> ；
声环境	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。
土壤 环境	污染影响型 项目占地范围内及厂界向外延伸 50m。
	管线 管线边界两侧向外延伸 200m 范围。
生态影响	各采气井场、盆 5 天然气处理站厂界周围 50m 范围内，单井采气管线两侧外延 300m。
环境风险	不设评价范围

## 2.7 环境保护目标

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。各环境要素保护级别见表 2.7-1。

表 2.7-1 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	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2026 过渡阶段二级
土壤环境	评价范围内的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	评价范围内的潜水含水层	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	评价范围内的野生动植物	项目区及评价范围内	保护野生动植物生境不被破坏
	评价范围内的保护野生动物		严格按照国家一级、二级保护动物要求保护动物，保护生境不被破坏

图 2.6-1 大气评价范围示意图

图 2.6-2 地下水评价范围示意图

图 2.6-3 声环境/生态影响/土壤环境评价范围示意图

## 2.8 评价内容和评价重点

### 2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）要求，结合项目特点、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，具体见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目基本情况、主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等。
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤环境和生态环境）。
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期和退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析。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，并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、生态环境保护措施和环境风险防范措施进行论证。
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、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	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出建设可行性结论。

### 2.8.2 评价重点

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

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

## 2.9 相关规划及政策符合性分析

### 2.9.1 相关规划符合性分析

### (1) 区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》中指出：“加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产”。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地天然气开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

《昌吉回族自治州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》指出，按照“发展下游、支持中游、协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链，重点发展聚酯类高分子化工新材料深加工和凝析油深加工，形成与油田开发开采配套服务的产业新业态、新模式，推动关联深加工产业链规模化发展。

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，位于古尔班通古特沙漠腹地，本项目属于天然气开发项目，符合规划及纲要中的相关要求。

### (2) 主体功能区规划相符性分析

项目所在地玛纳斯县位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》国家级重点开发区——天山北坡地区，其功能定位是：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。项目属于陆地天然气开采业，其建设符合规划要求。

### (3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

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

表 2.9-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，	符合

	线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上线要求；符合“三线一单”的要求	
2	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	运营期危险废物为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	采气一厂已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度	符合
4	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	采气一厂已积极开展了四轮清洁生产审核工作，前三轮均已通过清洁生产审核验收，在审核过程中以工艺改进、节能降耗和提质增效为目标进行了清洁生产方案的制订，第四轮清洁生产审核于2024年7月15日已取得新疆维吾尔自治区环境工程评估中心出具的《关于中国石油新疆油田分公司采气一厂第四轮清洁生产审核报告的技术复核意见》，并通过了第四轮清洁生产审核，目前正在开展第四轮清洁生产审核验收。根据《中国石油新疆油田分公司采气一厂第四轮清洁生产审核报告》清洁生产水平分析结论和技术复核意见结论可知，采气一厂属于清洁生产先进企业。	符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	采气一厂已编制了《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，该应急预案已于2023年1月11日在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。同时盆5采气作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，在盆5采气作业区暂时封堵停运前，每年开展环境应急演练预案培训、环境突发事件应急演练。2024年10月，盆5天然气处理站已暂时封堵停运，随着本项	符合

	目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案。	
--	--	--

(4) 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析  
 项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求，具体分析见表2.9-2。

表2.9-2 项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业。	本项目为陆地天然气开采项目，产品为天然气和凝析油	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域VOCs整治，加强VOCs源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的VOCs物质控制，开展企业深度治理和精细化管理管控。	天然气集输采用密闭工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门和罐体；盆5天然气处理站新建凝析油储罐采用固定顶罐并对排放的废气通过气相平衡系统进行收集处理，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式；定期对各井场和站场的设备、阀门、法兰、管线和罐体等检查、检修。	符合
3	健全政府、企业和跨区域流域等突发环境事件应急预案体系，加强应急演练。	采气一厂已编制了《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，该应急预案已于2023年1月11日在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。同时盆5采气作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，在盆5采气作业区随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行前，每年开展环境应急演练预案培训、环境突发事件应急演练。2024年10月，盆5天然气处理站暂时封堵停运。随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》及规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》取得中华人民共和国自然资源部批复（自然资函〔2022〕1092号），《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》取得了中华人民共和国生态环境部的审查意见（环审〔2022〕124号）。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》将石油天然气列为安全战略资源，项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区，该开发区指出：“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设”。项目实施后能更好地给区域天然气资源安全使用提供保障，有利于支撑准噶尔盆地油气能源资源基地建设，符合规划要求；并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》要求对施工期和运营期的废气、废水、噪声、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见的要求。

(6) 与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025年）》的符合性分析

《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025年）》取得新疆维吾尔自治区自然资源厅批复，审批文号（新自然资函〔2022〕467号）（见附件），该规划明确指出：鼓励勘查开采的矿种主要有石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。

本项目属于天然气开发项目，项目实施后新建天然气产能规模为 $19.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，符合该矿产资源总体规划要求。

(7) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》天然气开发方案：随着呼探1、天湾1、石西16等井突破，盆地展现出“满盆油、半盆气”格局，盆地南部四气领域认识

逐步明朗，资源潜力大，目标类型多，分布广，是增储上产主要领域。本项目为天然气开发项目，新建产能为 $19.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，符合规划要求。

### ②与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于2022年12月1日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见中的相关要求，具体见表2.9-3。

表2.9-3 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运。	运营期危险废物为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合
2	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门和罐体；益5天然气处理站新建凝析油储罐采用固定顶罐并对排放的废气通过气相平衡系统进行收集处理，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式；定期对各井场和站场的设备、阀门、法兰、管线和罐体等检查、检修。	符合
3	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。	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	符合
4	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带	对永久占地合理布局，合理规划临时占地和永久占地，严格控制临时占地面积；管线选线过程中，尽量避开植被密集的区域；管线敷设时，严格控制施工作业带宽	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理。	度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；单井采气管线、巡检道路两侧及电杆底部设置草方格；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。	

(8) 与《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021—2035年）》符合性分析

《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021—2035年）》中规定：推动矿产资源绿色、节约、可持续开发；禁止开采的矿种主要为灰份大于40%和含硫大于3%的煤；其他对局部地区生态环境造成重大破坏的矿种亦列入禁止开发利用矿种行列；禁止开采矿种不再新设采矿权，已有采矿权按照有关规定实行逐步退出机制，充分运用经济和法律手段建立有效的退出机制予以退出；限制开采国家规定实行保护性开采的特定矿种、有资源优势而防止开发过热或低水平开发的矿种；限制开采具有地方特色需保护性限量开采的矿产；限制开采严重供过于求的矿种以及下游产业产能过剩和耗能大、污染重的矿种；限制富煤地区煤炭小规模开采。

落实禁止开采区范围。禁止开采区包括生态保护红线范围、军事管理区、风景名胜區、文物保护单位、历史遗迹保护区和自然保护区的核心区，重要水源地一级保护区，重要交通、基本建设工程限制范围区等；落实限制开采区范围。将永久基本农田保护范围、各级风景名胜區、自然保护区外围保护地带，饮用水水源地二级保护区或对当地污染严重的矿产所在区域，划定为限制开采区，其中永久基本农田保护边界范围内，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。

本项目为陆地天然气开发项目，开采的矿种为天然气，不属于《规划》明确禁止和限制开采的矿种，项目选址选线不涉及生态保护红线、永久基本农田、风景名胜區、自然保护区和饮用水水源地二级保护区等保护区域，不在《规划》规定的禁止开采区和限制开采区，项目实施后可增加中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5气田的油气产能，符合规划要求。

## 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，详见表 2.9-4。

表 2.9-4 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%	本项目为天然气开采项目，井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理；井下作业时下部铺设防渗膜，落地油 100%回收。	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	井下作业时，洗井液、压裂液和酸化液配制好，由罐车拉运至井场，井下作业时带罐作业，产生的压裂返排液、酸化返排液和废洗井液由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层。	符合
3	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	本项目为天然气开采项目，两口井井口采出物均采用管线密闭集输至盆 5 天然气处理站处理；伴生气回收利用率 100%；井场事故状态下天然气经放喷池燃烧放空，避开了鸟类迁徙通道。	符合
4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层。	符合
5	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《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	运营期危险废物为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合
6	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。油气田建设过程中应开展工程	运营后建设单位应将本项目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

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	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		

## (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 2.9-5。

表 2.9-5 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	拟采取的相关措施	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；井下作业及采气符合清洁生产要求，天然气采用密闭集输、处理工艺；严格控制管线、道路和输电线路施工作业带宽度；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	不涉及钻井	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期利用区域已有地下水水源井落实地下水监测计划。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，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	采气一厂已编制了《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，该应急预案已于2023年1月11日在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。同时盆5采气作业区制定有“突发环境事件应急演练	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
		练计划”，在盆5采气作业区暂时封堵停运前，每年开展环境应急演练预案培训、环境突发事件应急演练。2024年10月，盆5天然气处理站已暂时封堵停运，随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案。	
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品委托有相应处理资质的单位处置。井下作业时铺设防渗膜。	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

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中的相关要求，具体见表2.9-6。

表2.9-6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评	莫西1井和湾探101H均为勘探井转为生产井，位于未进行过产能开发的新区块内，该部分建设内容为新建，但由于本项目建设	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
	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。	内容中还包括盆5天然气处理站的扩建，本项目建设性质为改扩建。本次评价在报告中对施工期、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。	
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层；本项目不涉及钻井工程。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应严格按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目不涉及钻井工程，不产生废弃油基泥浆、含油钻屑；清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品委托有相应处理资质的单位处置；固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。	符合
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放	天然气集输采用密闭集输工艺，不使用加热炉、锅炉和压缩机等燃气设施，选用质量可靠的设	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
	源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	备、仪表、阀门和罐体；盆5天然气处理站新建凝析油储罐采用固定顶罐并对排放的废气通过气相平衡系统进行收集处理，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式；定期对各井场和站场的设备、阀门、法兰、管线和罐体等检查、检修。采气井场和盆5天然气处理站厂界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）限值要求。	
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，对高噪声设备采取基础减振措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	采气一厂已编制了《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，该应急预案已于2023年1月11日在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。同时盆5采气作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，在盆5采气作业区暂时封堵停运前，每年开展环境应急演练预案培训、环境突发事件应急演练。2024年10月，盆5天然气处理站已暂时封堵停运，随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前重新修订现有应急预案，将	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
		本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案。	

(4) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求，具体见表 2.9-7。

表 2.9-7 项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。	符合
2	及时对施工现场进行清理和平整，不得从高处向下倾倒或者抛洒各类物料和建筑垃圾。	施工结束后，对施工现场进行清理和平整；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，不得擅自倾倒、抛洒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）中的相关要求，详见表 2.9-8。

表 2.9-8 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局 1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2	污染防治与环境影响 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	符合
3	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、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	项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉，天然气中不含硫化氢；两口井采出物均采用管线密闭集输工艺，通过单井采气管线管输至盆 5 天	

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	<p>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，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>	<p>然气处理站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门和罐体；盆5天然气处理站新建凝析油储罐采用固定顶罐并对排放的废气通过气相平衡系统进行收集处理，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式；定期对各井场和站场的设备、阀门、法兰、管线和罐体等检查、检修。采气井场和盆5天然气处理站厂界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）限值要求。</p>	符合性分析
4	<p>油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。</p>	<p>两口井采出物均采用管线密闭集输工艺，通过单井采气管线管输至盆5天然气处理站处理，伴生气全部回收。本项目不涉及碳捕集、利用与封存（CCUS）技术。</p>	符合
5	<p>陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。</p>	<p>井下作业废液和采出水均送至采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；本项目均为评价井转为生产井，不使用钻井液；储层改造使用环境友好的酸化液和压裂液。</p>	符合
6	<p>涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要</p>	<p>本项目不涉及废水回注，井下作业废液和采出水均送至采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理。</p>	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。		
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目均为评价井转为生产井,不使用钻井液,不产生岩屑;清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品均交由有相应危险废物处置资质的单位回收处理;采气一厂已制定有危险废物管理计划,建立了危险废物管理台账,固体无害化处置率达到100%。	符合
8	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	尽量选用低噪声设备,对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理;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;合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心;采取以上措施后莫西1井、湾探101H井场和盆5天然气处理站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	报告对拟退役的废弃井进行封井,拆除井场和站场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动;根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求,提出了生态修复方案。	符合

### 2.9.3 与生态环境分区管控方案符合性分析

#### (1) 生态保护红线

项目区位于荒漠区，周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等；根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》可知，项目区位于玛纳斯县一般管控单元（ZH65232430001），不涉及生态保护红线。本项目与生态保护红线相对位置详见图 2.9-1。

#### (2) 环境质量底线

废气主要为无组织非甲烷总烃，采取相应措施后采气井场和盆 5 天然气处理站厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层；噪声源主要为井下作业时各类机泵、巡检车辆等，采取相应措施后站场边界昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；固体废物清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中的危险废物，交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。

综上所述，废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，符合环境质量底线的要求。

#### (3) 资源利用上线

运营期消耗仅消耗电能，用量相对较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上线要求。

#### (4) 生态环境准入清单

2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）；2021 年 07 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）；2025 年 01 月 10 日《昌吉回族

自治州生态环境分区管控动态更新成果》发布。

根据《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》可知，项目区位于玛纳斯县一般管控单元（ZH65232430001），其建设符合一般管控单元管控要求，具体见表 2.9-9 和图 2.9-2。

表 2.9-9 与《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

管控单元名称及编码	“三线一单”要求	拟采取的相关措施	符合性分析	
一般管控单元 (ZH65232430001)	空间布局约束	1. 应符合国土空间规划要求。 2. 应符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《市场准入负面清单》（2022 年版）。	本项目为陆地天然气开采项目，产品为天然气和凝析油，不属于自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》禁止准入类事项，不属于“高污染、高风险产品”的工业项目。所涉及项目均属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类，建设符合自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、生态环境保护规划等。	符合
	污染物排放管控	1. 污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2. “乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3. 加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4. 施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	本项目无有组织氮氧化物和非甲烷总烃排放，井下作业废液和采出水均送至采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，废水处理达标后回注地层；故不申请总量控制指标。本项目不涉及农业、农药化肥使用。	符合
	环境风险防控	1. 执行区域生态环境保护的基本要求。 2. 执行昌吉州总体准入清单中的要求。	本项目为陆地天然气开采项目，各类废水均得到了妥善处置，不会向土壤排放有毒有害物质及含量超标的污水、污泥；采气一厂管辖具备完善的应急管理体系，本	符合

			次环评要求采气一厂在本项目投产前重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案。	
资源利用效率	1. 执行区域资源能源利用的基本要求。 2. 执行昌吉州总体准入清单中的要求。		本项目不开采地下水。	符合

图 2.9-1 项目在昌吉回族自治州生态保护红线位置示意图

图 2.9-2 项目在昌吉回族自治州环境管控单元位置示意图

### 3 建设项目工程分析

#### 3.1 拟转产井概况及环境影响

##### 3.1.1 区域位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，其中莫西1井西南距昌吉回族自治州玛纳斯县中心城区约84.9km，东北距石西集中处理站58.4km；湾探101H井南距昌吉回族自治州玛纳斯县中心城区约80.8km，北距石西公路约44km，东北距石西集中处理站约57.6km。区域位置见图3.1-1。

图 3.1-1 区域位置示意图

##### 3.1.2 拟转产井概况

本次拟将勘探井莫西1井、湾探101H转为生产井，两口井的基本情况见表3.1-1。

表 3.1-1 拟转产井基本情况一览表

井号	类别	井位坐标	井深 (m)	开钻时间	完钻时间	井型	固井 质量	封井状 况
莫西1井	勘探井	N E	5550	2025.10.24	目前正钻	直井	良好	未封井
湾探101H井	勘探井	N E	7520	2024.10.3	2025.10.27	水平 井	良好	未封井

莫西1井钻探目的是开辟莫索湾地区三叠系白碱滩组勘探新领域，主探目标为湾探101H井三叠系白碱滩组二段岩性圈闭，主探目的层为 $T_3b_2$ ，设计井深5550.0m。该井2025年10月24日开钻，目前正钻，井深5362.0m，层位 $T_3b_2$ ，尚未钻至目的层设计砂体。

湾探101H井钻探目的为落实湾探1井区风城组气藏规模，提高风城组油气产量，探索开发动用方式，实现快速动用，主探目的层为 $P_1f$ ，设计井深8260.0m。该井2024年10月3日开钻，2025年10月27日完钻，完钻井深8226.0m，完钻层位 $P_1f$ ，目前正在试油。

### 3.1.3 环境影响回顾

#### (1) 环保手续履行情况

拟转产井环保手续履行情况见表3.1-2。

表3.1-2 拟转产井环保手续履行情况一览表

井号	项目名称	审批机关、文号及时间	验收情况
莫西1井	莫西1井勘探钻探项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2025〕165号 2025年07月21日	正在钻井
湾探101H井	湾探101井勘探钻探项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2024〕34号 2024年02月18日	正在试油

#### (2) 拟转产井环境影响回顾

目前，莫西1井正在钻井，湾探101H井正在试油，建设过程中应严格按照环评文件及环评批复中的要求落实污染防治及生态保护措施，环评批复要求见表3.1-3。试油结束后应及时开展竣工环境保护验收。

表3.1-3 环评及批复要求

环境要素	环评文件及环评批复要求
	莫西1井
生态保护措施	生态保护措施。对施工区域内的临时性占地应进行合理规划，严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积，作业区四周设置彩带控制作业范围，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，尽量避开植被覆盖度较高的区域，避免破坏野生保护植物；施工土方全部用于铺路、铺垫钻井平台，严禁随意堆置；加强施工期宣传教育，严禁随意丢弃污染物，严禁施工人员猎杀野生保护动物；临时占地期满后，对临时占地进行清理，拆除临时建筑物，清除废弃材料，结合地形平整土地，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，减少水土流失，避免土地沙

环境要素	环评文件及环评批复要求
	化。项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。
废气	大气污染防治措施。施工期间对施工道路路面进行洒水处理，易起尘物料在运输、存放时加盖遮盖物，最大限度防止扬尘扩散，不得随意开设便道；定期对钻机、柴油发电机等设备进行维护；试油期原油运载车辆应采用顶部浸没式装载，储油罐为固定顶方罐，试油期产生的伴生气经液气分离后通过放喷池点火充分燃烧后排放，试油期井场边界非甲烷总烃应符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）试油期井场边界非甲烷总烃应符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢无组织排放浓度须满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求。物料运输车辆应加装密闭盖，机械、车辆使用标准汽柴油，加强机械、车辆维护保养，鼓励优先使用新能源货车，非道路移动机械入场前须完成编码登记，同时建立车辆管理台账。
废水	水污染防治措施。钻井采用下套管和注水泥固井的完井方式进行固井，钻井泥浆经初步分离，废水进入收集罐用于钻井液配置，分离出混合物进入不落地系统分离处理。试油期产生的洗井废水和压裂返排液由专用方罐收集后，拉运石西集中处理站采出水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准后全部回注油藏，不外排。生活营地设临时防渗收集池用于收集生活污水，定期由吸污车清运至玛纳斯县污水处理厂处理。
噪声	噪声污染防治措施。钻井期通过采取对钻机、泵等设施选用低噪声设备，加强设备维护和保养，施工期噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的相关规定限值要求。
固体废物	固体废物污染防治措施。固体废物按照“减量化、资源化、无害化”处置原则，落实各类固体废物收集、综合利用及处置措施。井场设钻井液设一套不落地设备，钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的水基钻井岩屑暂存于岩屑储罐，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关标准限值后用于井区内铺路、铺垫钻井平台综合利用，或委外进行处置。钻井期和试油期事故状态下可能产生少量落地原油和含油污泥集中收集至专用罐，最终交由有危险废物处置资质的单位处置。施工过程中，机械、设备检修和维护产生的废润滑油及废润滑油桶、沾油抹布、手套委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置，严禁随意丢弃。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》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求，危险废物收集处置相关资料存档备查。生活垃圾集中收集并定期清理至玛纳斯县生活垃圾填埋场处置。
环境风险	环境风险防范和应急措施。企业须建立严格的环境管理体制，制定完善的环保规章制度，编制环境应急预案并向当地生态环境部门备案，定期演练。
环境要素	环评文件及环评批复要求
	湾探101H井
生态保护措施	生态环境保护措施。合理规划占地面积，选址选线尽量避让植被较多的区域，严格控制施工作业带宽度。对临时占用地应依法办理征地手续，按照相关法律法规进行生态经济补偿和恢复植被，严禁随意丢弃污染物，严禁施工人员捕猎野生动物。施工结束后及时对临时占地进行清理、平整，植被恢复主要靠自然恢复，减少水土流失。项目在建设过程中，严格落实各项管理规定，不得对项目所在区域生态环境和

环境要素	环评文件及环评批复要求
	环境质量造成影响。
废气	大气污染防治措施。施工现场运输车辆低速慢行，不得超载，易起尘物料在运输、存放时加盖遮盖物，最大限度防止扬尘扩散；使用符合国家标准的柴油并加强机械、车辆的维护，施工期井场边界柴油发电机、发电机烟气排放的污染物须满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值要求；试油期伴生气经排气管线充分燃烧后排放，试油期井场边界非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界浓度限值要求。
废水	水污染防治措施。试油期间洗井废水、压裂返排液经专用储罐收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准后全部回注油藏，不得外排；钻井采用下套管注水泥固井的完井方式进行水泥固井，水泥浆返至地面，封隔地层和水层，避免地下水环境污染；生活营地设置临时防渗收集池用于收集生活污水，收集暂存后定期由吸污车清运至玛纳斯县污水处理厂处理，不得外排。
噪声	噪声污染防治措施。选用低噪声设备，对噪声较大的设备采取基础减振措施，加强检查、维护和保养机械设备。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，噪声须符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的相关规定限值要求。
固体废物	固体废物污染防治措施。井场设钻井液不落地设备，水基钻井岩屑、油基钻井岩屑采用同一套不落地系统进行固液分离处理。分离出的液相回用于钻井，分离出的水基钻井岩屑暂存于井场右侧地面（底部铺设防渗膜、并设围堰），由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后方可进行综合利用；分离出的油基钻井岩屑进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。施工结束后产生的沾油废防渗材料交由具有相应危险废物处置资质单位进行处置，严禁随意丢弃。本项目危险废物的收集、贮存及运输过程中应依据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求进行管理，转移过程中应按《危险废物转移管理办法》办理危险废物转移联单；生活垃圾集中收集并定期清理至玛纳斯县生活垃圾填埋场处置。

### （3）拟转产井后期环保要求

本次环评要求，拟转产的莫西1井、湾探101H井在地面工程建成投产前，分别完成《莫西1井勘探钻探项目》《湾探101井勘探钻探项目》的竣工环保验收。

## 3.2 现有工程概况

本次拟部署的莫西1井和湾探101H井均位于未进行过产能开发的新区块，该部分建设内容为新建，无现有工程，但由于本项目建设内容中还包括盆5天然气处理站的扩建，故需对盆5天然气处理站现状进行回顾，具体如下：

### （1）盆5天然气处理站建设现状

目前盆5天然气处理站建有2套处理能力为 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的天然气处理系统，1套处理能力为 $30\text{t}/\text{d}$ 的凝析油处理装置，操作弹性 $30\% \sim 120\%$ 。

采用丙烷外冷低温脱水脱烃工艺，具体工艺如下：中压井口来天然气（压力： $4.3\text{MPa}$ ）进站后，进1#计量分离器进行气液计量，计量完成后混合进入生产分离橇分离，分离出的气相注甲醇防冻，进入气—气换热器壳程换热后再通过丙烷换热器冷却至 $-15^\circ\text{C}$ ，制冷后进入低温分离器，分离出的干气经气—气换热器和油—气换热器复热外输至704泵站。

低压井口来天然气（压力 $<4.3\text{MPa}$ ）进站后，进2#计量分离器进行气液计量，计量完成后混合进入立式三相分离器分离，分离出的气相进压缩机增压至 $4.3\text{MPa}$ ，与中压来天然气汇合后进入气—气换热器壳程换热及后端流程。中压生产分离器来液、低压立式三相分离器来液及低温分离器来液节流至 $1.0\text{MPa}$ 进入液烃分离器分离，液相进入未稳定凝析油—导热油换热器换热至 $40^\circ\text{C}$ 进入液烃分离器分离，分离出的油相进入凝析油稳定塔处理。处理后的高温稳定凝析油去稳定凝析油外输气换热器和外输气换热后，进入凝析油储罐储存。

液烃分离器和凝析油稳定塔塔顶产生的富气进入富气橇处理，处理后用于自用气，多余部分放空。

图 3.2-1 盆5天然气处理站工艺流程框图

截至2024年，气井完全衰竭，盆5天然气处理站所辖气井全部关停，2024年10月，盆5天然气处理站暂时封堵停运，完成检修并封堵。

表 3.2-1 盆5天然气处理站建设现状统计表

项目	单位	数量	备注	本项目实施后启用情况
天然气处理装置	套	2	设计天然气处理规模 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (已关停)	启用
凝析油稳定装置	套	1	设计规模 $30\text{t}/\text{d}$ (已关停)	启用
深冷装置	套	0	/	/
净化气外输计量	套	1	孔板流量计 (已关停)	启用
放空及火炬系统	套	1	包括高压、低压放空系统、凝液回收、火炬、点火装置、放空分离罐等；规模 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	启用
凝析油罐区及装车设施	座	1	主要包括 $1000\text{m}^3$ 内浮顶罐 3 座、 $30\text{m}^3$ 压力罐 1 座；单车位密闭装车鹤管 1 台，(已关停)	装车设施启用， $30\text{m}^3$ 压力罐启用。 $1000\text{m}^3$ 内浮顶罐不启用。
热媒炉系统	套	5	3 台 $72\text{kW}$ DDR72-Y/0.6-D 导热油电加热炉 (生产，已停用)	启用
			2 台型号 CLHS0.5-95/70，功率 $0.5\text{MW}$ 燃气热水锅炉 (生活供暖，已停用)	启用
外输气增压装置	台	3	3 台电驱压缩机，2 台 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，1 台 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (已停用)	启用

盆5天然气处理站

盆5天然气处理站富气回收装置

图 3.2-2 盆 5 天然气处理站平面布置图

## (2) 环境影响回顾

## ①环保手续履行情况

盆 5 天然气处理站历次环保手续履行情况具体如下：

表 3.2-2 盆 5 天然气处理站环保手续履行情况一览表

类别	环评文件名称	环评批复机关、文号	验收批复机关、文号及时间
环境影响后评价	中国石油新疆油田分公司沙漠腹部气田环境影响后评价	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环环评函（2011）112号	/
	中国石油新疆油田公司采气一厂莫索湾气田（2011-2020）环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环环评函（2021）1331号 2021年12月29日	/
	新疆油田公司采气一厂2024年环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	/
盆 5 天然气处理站	新疆油田公司采气一厂盆 5 气田地面集输系统适应性改造工程	原昌吉州环境保护局 昌州环评（2013）151号 2013年9月11日	原昌吉州环境保护局 昌州环函（2016）107号 2016年4月27日
	盆 5 气田气井放空改造环保隐患治理工程	原玛纳斯环境保护局 玛环审（2017）47号 2017年12月18日	企业自主竣工环境保护验收 2018年12月14日
	新疆油田天然气凝液储罐和装载系	昌吉回族自治州生态环境局	企业自主验收

统 VOCs 达标治理工程（盆 5 天然气处理站）	昌州环评（2022）240 号 2022 年 12 月 4 日	2023 年 11 月 16 日
盆 5 采气作业区危险废物临时储存场所建设工程	原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环评（2017）91 号 2017 年 10 月 9 日	企业自主验收 2020 年 5 月 21 日

## ②废气

盆 5 天然气处理站无组织废气主要为天然气处理过程中站场的阀门、法兰等动静密封点及凝析油储罐“大、小呼吸”及装卸过程中排放的无组织废气，有组织废气主要为站内锅炉的燃烧烟气。

### 1) 无组织废气

盆 5 天然气处理站站场所用阀门、法兰等连接件均为质量合格的产品，日常加强设备检维修。

根据采气一厂 2024 年例行监测数据可知，盆 5 天然气处理站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，厂界内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）表 A.1 无组织排放限值要求。详见表 3.2-3。

表 3.2-3 无组织废气排放监测结果 单位：mg/m<sup>3</sup>

单位	监测点名称	监测时间	监测结果	检测单位	达标否达标
			非甲烷总烃（mg/m <sup>3</sup> ）		
采气一厂盆 5 天然气处理站	上风向（参照点）G1	2024.5.30	0.28	新疆正天环能环境工程技术有限公司	达标
			0.25		达标
			0.27		达标
			0.26		达标
	下风向（监控点）G2		0.44		达标
			0.41		达标
			0.43		达标
			0.49		达标
	下风向（监控点）G3		0.42		达标
			0.45		达标
			0.43		达标
			0.40		达标
	下风向（监控点）G4		0.49		达标
0.50		达标			
		0.50		达标	

	罐区旁（厂界内）		0.49		达标
			0.53		达标
			0.56		达标
			0.57		达标
			0.56		达标
采气一厂盆5天然气处理站	上风向（参照点）G1	2024.9.18	0.67		达标
			0.65		达标
			0.61		达标
			0.53		达标
	下风向（监控点）G2		0.53		达标
			0.56		达标
			0.51		达标
			0.50		达标
	下风向（监控点）G3		0.47		达标
			0.53		达标
			0.51		达标
			0.51		达标
	下风向（监控点）G4		0.49		达标
			0.52		达标
			0.50		达标
			0.48		达标
罐区旁（厂界内）	0.48	达标			
	0.46	达标			
	0.52	达标			
	0.49	达标			

## 2) 有组织废气

盆5天然气处理站有3台72kW导热油电加热炉（生产，已停用），2台型号CLHS0.5-95/70，功率0.5MW燃气热水锅炉（生活供暖，已停用），合计716kW，未超过20t/h，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）：五十一、通用工序中相关规定，进行排污登记管理；2台燃气热水锅炉均以天然气为燃料，燃烧烟气中污染物主要为氮氧化物、二氧化硫和颗粒物，燃烧烟气经8m排气筒排放。根据采气一厂对盆5天然气处理站燃气热水锅炉例行监测数据（2024年4月）可知，燃气设施燃烧烟气中氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》表2大气污染物排放限值要求。

表 3.2-4 有组织废气监测数据一览表

点位	监测因子	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	烟气标干流 量 (m <sup>3</sup> /h)	标准限值 (mg/m <sup>3</sup> )	达标 情况
盆5天然气处 理站2#锅炉 (2024.3.4)	氮氧化 物	84	0.0506	904	200	达标
		87	0.0530	926		达标
		86	0.0522	915		达标

根据2024年03月04日采气一厂例行监测数据可知，氮氧化物的排放量约为0.23t/a。

### 3) 泄漏检测与修复 (LDAR)

采气一厂定期对盆5天然气处理站实施VOCs物料识别工作，并系统排查动静密封点数量。莫索湾气田所在的玛纳斯县为重点区域，对于密封点数量达到或超过2000个的站场，应严格按照挥发性有机物泄漏检测与修复工作的规定执行。对动密封点实施一年两次的检测，而对静密封点则执行一年一次的检测工作。在检测过程中，一旦发现泄漏点浓度超过规定的泄漏修复标准，将立即启动泄漏点的修复工作，随之进行泄漏点复测，通过上述严格规范的VOCs防治举措，可以实现周围环境空气中的VOC浓度含量显著降低，能够及时排除生产现场的安全隐患，也能有效减轻对环境的污染。

采气一厂盆5天然气处理站开展了2次/年的泄漏检测与修复，建立了LDAR的合规密封点管理档案，通过开展LDAR项目，贯彻落实了《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复(LDAR)技术要求(试行)》，遵循了关于LDAR实施的技术要求，通过对目标装置的每个密封点的泄漏值进行定量，明确了装置内泄漏点的数量及位置。通过对泄漏点的修复完成，可实现：①提前发现安全隐患，提高工艺安全性和可靠性；②提前发现设备泄漏，降低维修成本；③降低人群暴露在有害化学品中的风险；④减少空气污染，削减VOCs无组织排放；⑤降低原料损耗，提高产品收率，获得更多的经济效益。

在实际生产运行过程中，出现以下情况，则认定发生了泄漏：1) 有机气体和挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪(以甲烷或丙烷为校正气体)，泄漏检测值大于等于500ppm。2) 其他挥发性有机物流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪(以甲烷或丙烷为校正气体)，泄漏检测值大于等于500ppm。检测或检查过程中发现泄漏点，应及时悬挂泄漏牌。泄漏牌至少记录密封点编码，检测值，检查时间等。对于结构复杂或尺寸较大泄漏点，利用防爆

相机拍照记录泄漏具体位置。

泄漏标签图

### LDAR 泄漏维修流程图

根据《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复（LDAR）技术要求（试行）》（新环发〔2015〕600号）的要求，泄漏修复的规定如下：

#### ※泄漏修复管理

严重泄漏源须于发现之时起，48小时内进行修复；较大泄漏源应于发现之日起5日内以紧固、密封、填胶或其他方式进行修复。无法以紧固或密封等方式修复的，应于发现之日起15日内以更换零件等方式修复。超过15日仍无法修复的，企业应立即向当地环保部门填报延期修复备案。延期修复应具备以下条件：除了停车检修外，泄漏源的维修在技术上存在困难；该泄漏源在修复前可采取措施与生产系统进行隔离，不进行使用和操作；如采取修复措施可能会导致更严重的泄漏；修复组件采购时间超过修复时限要求；其他可以证明延期修复必要性的。

一般泄漏源可于发现之日起15日内进行修复，如有必要，也可向当地生态环境主管部门填报延期修复申请。

依据《石化企业泄漏检测与修复工作指南》10.4 修复质量控制：泄漏密封点首次维修或实质性维修后，应在5日内完成验证检测（复测）。停工检修期间维修的延迟修复泄漏点，应在装置开工稳定后15日内复测。

现场检测过程中，发现有密封点检测值超过泄漏定义值时，新疆油田公司采气一厂安排人员进行了及时维修，同时进行复测，泄漏点复测值均低于泄漏定义值，

并已摘除泄漏标识牌。

本次评价收集了新疆正天华能环境工程技术有限公司出具的2023年、2024年盆5天然气处理站的泄漏检测与修复总结报告的相关数据来分析实施LDAR项目的环境效益，具体如下：

表 3.2-5 主要站场泄漏检测与修复治理效果一览表

2023 年									
序号	时间	站场名称	密封点检测个数	泄漏个数	泄漏率 (%)	修复率 (%)	已实施 LDAR 项目 (修复前) (kg/a)	已实施 LDAR 项目 (修复后) (kg/a)	修复减排量 (kg/a)
1	2023.6	盆 5 天然气处理站	1672	8	0.48	100	906.5	439.831	466.669
1	2023.11	盆 5 天然气处理站	1672	3	0.18	100	19.764	4.817	14.947
2024 年									
序号	时间	站场名称	密封点检测个数	泄漏个数	泄漏率 (%)	修复率 (%)	已实施 LDAR 项目 (修复前) (kg/a)	已实施 LDAR 项目 (修复后) (kg/a)	修复减排量 (kg/a)
1	2024.6	盆 5 天然气处理站	1672	1	0.06	100	75.1	6.5	68.6
1	2024.11	盆 5 天然气处理站	/	/	/	/	/	/	/

备注：由于盆5天然气处理站目前已暂时停运，故2024年11月未对其开展泄漏检测与修复工作。

根据上表可知，2023年盆5天然气处理站实施LDAR泄漏检测与修复效果显著，实现了481.616kg/a的减排量，在2023年泄漏检测与修复的基础上，2024年站场密封点检测中泄漏点的个数明显少于2023年，2024年实现了68.6kg/a的减排量。

在改善大气环境质量和减少企业物料损耗方面都具有良好的环境、经济和社会效益。

### ③废水

盆5天然气处理站的废水主要为采出水和生活污水。其中采出水定期由与采气一厂签订合同的第三方运输机构用罐车拉运至采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理（标段二），出水水质均需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的IV级指标要求后，回注地层，不外排；采气一厂已与采油二厂签订了采出水处理协议。

生活污水由罐车拉运至盆5采气作业区生活公寓化粪池后，排至市政管网后最

终由149团生活污水处理厂处理。

#### ④噪声

盆5天然气处理站噪声源主要为各类机泵、风机、空压机、压缩机等设备运转噪声。通过采用低噪声设备、基础减振、定期对各设备检维修、保养，将机泵布置在室内等措施进行防治。根据2024年采气一厂例行监测数据可知，盆5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）中2类限值要求，监测数据详见下表。

表3.2-6 厂界昼夜噪声监测结果一览表

站场名称	监测时间	监测点	昼间[dB(A)]			夜间[dB(A)]		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
盆5天然气处理站	2024.7.3	东厂界	49	60	达标	43	50	达标
		南厂界	47	60	达标	41	50	达标
		西厂界	45	60	达标	42	50	达标
		北厂界	46	60	达标	41	50	达标

#### ⑤固体废物

盆5天然气处理站站内固体废物主要为清罐底泥、废机油、废含油抹布、劳保用品和生活垃圾；清罐底泥、废机油属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08类危险废物，其中清罐底泥委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司处置，废机油委托克拉玛依沃森环保科技有限公司处置，废含油抹布、劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49类危险废物，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司处置。生活垃圾定期清运至149团生活垃圾填埋场填埋处理。

#### ⑥土壤和地下水

盆5天然气处理站产生的废水、固体废物均得到妥善处置，盆5天然气处理站采取的土壤和地下水保护措施主要为：站场均进行了分区防渗，加强对各类储罐、管线和池体的日常维护和巡检，装车区及凝析油罐中均设有液位计，装车时出料口处设有残余液体收集装置，并定期清空；站内定期对管线进行渗漏监测；各类传输泵进料端均安装了关闭控制阀门，加强对各类传输泵的维护。根据采气一厂2024年12月01日对盆5天然气处理站内的土壤的例行监测数据可知（见表3.2-7），各点监测值石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

(GB36600-2018)中筛选值第二类标准限值,说明评价区土壤环境中石油烃未受气田开发影响。生产过程中产生的采出水依托采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理,无废水外排,不涉及净化后的采出水回注,根据2026年01月16日盆5天然气处理站附近现有地下水井监测数据可知(见表3.2-8),区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准要求。

表3.2-7 新疆油田公司采气一厂2024年自行监测台账中盆5天然气处理站土壤监测结果表

监测点名称		盆5处理站凝析油罐旁	盆5处理站处理装置旁	盆5处理站北侧边界外10米
监测点位置坐标		E: N:	E: N:	E: N:
监测对象(表层土壤/深层土壤)		表层土壤	表层土壤	表层土壤
监测结果 (单位: mg/kg)	检测指标(mg/kg)	/	/	/
	是否达标	是	是	是
	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	<6	<6	<6

表3.2-8 地下水监测数据一览表 (单位:mg/L, pH无量纲)

监测项目	标准值	W1(149团十五连)			W2(盆2号水源井)			W3(莫水8井)		
		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
石油类	≤0.05	0.01	0.2	达标	0.02	0.4	达标	0.01	0.2	达标

### ⑦生态环境

根据现场踏勘情况,盆5天然气处理站永久占地已完成地面硬化,临时占地已恢复至与周边环境相协调。

盆5天然气处理站地面硬化情况（一）

盆5天然气处理站地面硬化情况（二）

盆5天然气处理站地面硬化情况（三）

盆5天然气处理站站外植被恢复情况

#### ⑧环境风险

根据现场调查及资料查阅，盆5天然气处理站在生产过程中，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查，盆5天然气处理站未发生管线和储罐泄漏以及火灾、爆炸事件。

#### ⑨环境管理回顾

##### 1) 排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，采气一厂盆5采气作业区的燃气热水锅炉等固定污染源实行排污许可登记管理，作业区于2020年04月07日首次取得了固定污染源排污登记回执，2021年11月08日至2025年03月

25日进行了10次变更，2025年03月25日取得的固定污染源排污登记回执（登记编号：91650200715597998M013Q），有效期为2025年03月25日至2030年03月24日，排污许可登记回执详见附件3。

#### 2) 环境应急预案及应急演练情况

现有工程由采气一厂盆5采气作业区统一管理，采气一厂已编制《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，该应急预案已于2023年1月11日在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。同时盆5采气作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，在盆5采气作业区暂时封堵停运前，每年开展环境应急演练预案培训、环境突发事件应急演练。

2024年10月，盆5天然气处理站已暂时封堵停运。随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案。

#### 3) 自行监测情况

采气一厂已制定了《新疆油田公司采气一厂2025年自行监测方案》，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为手动监测。目前，采气一厂已完成2025年度废气、生产废水、地下水等自行监测工作。

2025年，采气一厂委托新疆正天华能环境工程技术有限公司开展了污染源和环境质量监测。监测单位基本按照监测计划的点位、监测因子、监测频次分别对评价范围内的有组织废气、无组织废气、废水（仅克拉美丽公寓生活污水处理设施排口）、厂界噪声、土壤环境质量和地下水环境质量进行了监测，基本落实了监测计划。

#### 4) 现有工程环境影响后评价实施情况

采气一厂盆5气田（又称“莫索湾气田”）于2011年开展了第一轮环境影响后评价，委托编制了中国石油新疆油田分公司沙漠腹部气田环境影响后评价，并在原新疆维吾尔自治区环境保护厅进行了备案，备案文号：新环环评函〔2011〕112号；2020年开展了第二轮环境影响后评价，2021年12月29日，委托编制了中国石油新疆油田公司采气一厂莫索湾气田（2011-2020）环境影响后评价报告书，并

在新疆维吾尔自治区生态环境厅进行了备案，备案文号：新环环评函〔2021〕1331号；2024年开展了第三轮环境影响后评价，2026年1月，委托编制的新疆油田公司采气一厂2024年环境影响后评价报告书正在新疆维吾尔自治区生态环境厅进行备案。

#### 5) 清洁生产审核情况

采气一厂已积极开展四轮清洁生产审核工作，前三轮均已通过清洁生产审核验收，在审核过程中以工艺改进、节能降耗和提质增效为目标进行了清洁生产方案的制订，第四轮清洁生产审核于2024年7月15日已取得新疆维吾尔自治区环境工程评估中心出具的《关于中国石油新疆油田分公司采气一厂第四轮清洁生产审核报告的技术复核意见》，并通过了第四轮清洁生产审核，目前，正在开展第四轮清洁生产审核验收。

根据《中国石油新疆油田分公司采气一厂第四轮清洁生产审核报告》清洁生产水平分析结论和技术复核意见结论可知，采气一厂属于清洁生产先进企业。

#### 6) 环境管理台账记录

采气一厂已经根据排污许可证中载明的台账记录要求，建立台账记录制度，并指定专人负责台账记录工作。记录形式包括电子和纸质台账两种。台账记录内容包括基本信息、监测记录信息、生产设施运行管理信息、污染治理措施运行管理信息和其他环境管理信息等。

#### (3) 现有工程存在的环境问题及“以新带老”整改措施

2024年10月，盆5天然气处理站暂时封堵停运，停产后全站完成了检修并封堵。根据调查、资料收集、历年环保督查结果，盆5天然气处理站不存在环境问题。

### 3.3 项目工程概况

#### 3.3.1 建设项目情况

##### (1) 项目名称

采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探101H井地面建设工程。

##### (2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司采气一厂。

### (3) 项目性质

《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号）中规定：“各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标；凡属于环境影响评价文件批复区域新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件”。本次拟部署的莫西1井和湾探101H井均位于未进行过产能开发的新区块，两口井与新疆油田公司“一张图”的相对位置关系见图3.3-1。该部分建设内容为新建，但由于本项目建设内容中还包括盆5天然气处理站的扩建，综上所述，本项目建设性质为改扩建。

采气一厂盆5气田（又称“莫索湾气田”）于2007年10月08日办理了新疆准噶尔盆地莫索湾气田采矿许可证，开采矿种为天然气、开采方式为地下开采，项目与盆5采气作业区采矿权范围相对位置见图3.3-2，由于莫西1井和湾探101H井均位于盆5采气作业区采矿权范围外，采气一厂正在变更盆5采气作业区采矿证，本次环评要求采气一厂加快盆5采气作业区采矿证的变更，待取得采矿证后莫西1井和湾探101H方可投入试运行、生产。

图 3.3-1 项目与新疆油田公司“一张图”相对位置关系示意图

图 3.3-2 拟转产井与盆 5 采气作业区采矿权范围相对位置关系示意图

#### (4) 建设规模及内容

拟将莫西 1 井和湾探 101H 井转为生产井，建设内容为：拟将莫西 1 井和湾探 101H 井由勘探井转为生产井，新建采气井场 2 座、电加热节流橇 1 座、计量分离器橇 1 座，新建单井采气管线 9.9km；在盆 5 天然气处理站新建 2 座 60m<sup>3</sup>凝析油储罐，配套建设供配电、仪表自动化、消防、给排水等公辅工程。

#### (5) 产能规模

拟部署井的产品主要是天然气和凝析油，莫西 1 井设计天然气产量为  $4.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油量为 18.3t/d；湾探 101H 井设计天然气产量为  $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油量为 18.7t/d。根据地质资料，综合考虑勘探井试气结果的不确定性，莫西 1、湾探 101H 井按照生产指标预测配产上浮 50%进行地面配套准备。产能预测见表 3.3-1 和表 3.3-2。

表 3.3-1 莫西 1 井产能预测一览表

年份	日产气 ( $10^4\text{m}^3/\text{d}$ )	日产油 (t/d)	日产水 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	年产气 ( $10^8\text{m}^3$ )	年产油 ( $10^4\text{t}$ )	累产气 (10 <sup>8</sup> $\text{m}^3$ )	累产油 ( $10^4\text{t}$ )
2026	3.0	18.3	/	0.05	0.33	0.05	0.33
2027	3.0	18.3	/	0.10	0.60	0.15	0.93
2028	3.0	18.3	/	0.10	0.60	0.25	1.54

表 3.3-2 湾探 101H 井产能预测一览表

年份	日产气 ( $10^4\text{m}^3/\text{d}$ )	日产油 (t/d)	日产水 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	年产气 ( $10^8\text{m}^3$ )	年产油 ( $10^4\text{t}$ )	累产气 (10 <sup>8</sup> $\text{m}^3$ )	累产油 ( $10^4\text{t}$ )
2026	10.0	18.7	13.6	0.15	0.28	0.15	0.28
2027	10.0	18.7	13.6	0.33	0.62	0.48	0.90
2028	10.0	18.7	13.6	0.33	0.62	0.81	1.51

## (8) 建设周期

地面工程建设周期为 12 个月，施工人数 30 人，地面工程施工时不设施工营地，施工人员食宿在 149 团团场。项目计划 2026 年 6 月开工，2027 年 6 月投产运行。

## (9) 劳动定员和工作制度

项目实施后由采气一厂现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

## (10) 总投资和环保投资

项目总投资 1352.27 万元，环保投资约 125 万元，占总投资的 9.24%。

## 3.3.2 勘探开发概况及流体性质

## (1) 勘探开发概况

莫西 1 井和湾探 101H 井地质构造、层系、储层特征、气藏类型见表 3.3-3。

表 3.3-3 莫西 1 井和湾探 101H 井地质构造、层系、储层特征、气藏类型一览表

井区	类别	内容
莫西1井	地质构造	北东—南西走向的低幅度背斜
	层系	莫索湾地区三叠系白碱滩组
湾探101H井	地质构造	位置位于准噶尔盆地中央拗陷盆1井西凹陷
	层系	湾探1井区风城组气藏

## (2) 流体性质

莫西 1 井和湾探 101H 井的天然气、凝析油和采出水组分均参考邻近井的组分参数，见表 3.3-4、表 3.3-5 和表 3.3-6。

表 3.3-4 天然气组分一览表

湾探 101H 井			
组分名称	气体组成 (v%)	组分名称	气体组成 (v%)
甲烷	94.09	异己烷	/
乙烷	1.83	正己烷	/
丙烷	0.63	氧	/
异丁烷	0.31	二氧化碳	0.13
正丁烷	0.31	氮	2.23
异戊烷	0.15	硫化氢	/
正戊烷	0.13	相对密度	0.5995

注：参考湾探1井气质资料。

莫西 1 井			
组分名称	气体组成 (v%)	组分名称	气体组成 (v%)
甲烷	91.82	异己烷	/
乙烷	2.87	正己烷	/
丙烷	1.12	氧	/
异丁烷	0.4	二氧化碳	0.06
正丁烷	0.45	氮	2.41
异戊烷	0.18	硫化氢	/
正戊烷	0.2	相对密度	0.6232

注：参考和丰3井气质资料。

## 2) 凝析油物性

表 3.3-5 凝析油物性表

湾探 101H 井				
序号	项目	单位	分析项目	
1	密度 (20℃)	g/cm <sup>3</sup>	0.7804	
2	粘度	30℃	mPa·s	0.85
		35℃	mPa·s	0.81
		40℃	mPa·s	0.76
		50℃	mPa·s	0.69
3	含盐量	mg/L	/	
4	含硫量	ppm	/	
5	含水量	%	/	
6	含蜡量	%	3	
7	含胶量	%	/	
8	含沥青质	%	/	
9	残碳	%	/	
10	凝固点	℃	4	

11	酸值 KOH		mg/g	/
12	馏程	初馏点	℃	70
		<150℃	%	36.2
		170℃	%	10.6
		210℃	%	12.1
		230℃	%	6.0
		250℃	%	6.0
		270℃	%	4.5
		300℃	%	4.5
		>300℃	%	7.5
		总馏量	%	82.9

注：参考湾探1井资料。

## 莫西1井

序号	项目		单位	分析项目
1	密度 (20℃)		g/cm <sup>3</sup>	0.8094
2	粘度	30℃	mPa·s	0.85
		35℃	mPa·s	0.81
		40℃	mPa·s	0.76
		50℃	mPa·s	0.69
3	含盐量		mg/L	/
4	含硫量		ppm	/
5	含水量		%	/
6	含蜡量		%	5.8
7	含胶量		%	/
8	含沥青质		%	/
9	残碳		%	/
10	凝固点		℃	9
11	酸值 KOH		mg/g	/
12	馏程	初馏点	℃	70
		<150℃	%	36.2
		170℃	%	10.6
		210℃	%	12.1
		230℃	%	6.0
		250℃	%	6.0
		270℃	%	4.5
		300℃	%	4.5
		>300℃	%	7.5
		总馏量	%	82.9

注：参考和丰3井资料。

表 3.3-6 采出水组分一览表

井号	莫西1井和湾探101H
pH	6.66
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	2312.88
矿化度 (mg/L)	4138.75
水型	重碳酸钠型

### 3.3.3 建设内容

建设内容包括主体工程、储运工程、公辅工程、依托工程和环保工程五个部分。

#### (1) 主体工程

本次拟部署井均为勘探井转为生产井，其中莫西1井尚未完钻，湾探101H井正在进行试油，勘探井井身结构可满足转产需求，故本次不需要进行储层改造和对井身结构进行改造。主体工程主要包括采气井场、集输工程和盆5天然气处理站的扩建。

#### ①采气井场

新建采气井场2座，井号分别为莫西1井和湾探101H井，每座井场设1套井口一体化装置、加热节流装置，其中莫西1井选用100kW电加热节流撬，湾探101H井选用180kW电加热节流撬，每座井场主要设施见表3.3-7，主要构筑物见表3.3-8，井场平面布置见图3.3-3。

表 3.3-7 单座采气井场主要设施

序号	工程内容	单位	数量	备注
一、莫西1井				
1	超高压节流配套设施（包含以下设施）	套	1	采气工程提供
1)	105MPa 电动节流阀	套	1	/
2)	105MPa 高压管配件	套	10	/
3)	105MPa 隔离平板阀	套	1	/
4)	电动节流阀配件（阀芯及密封件）	套	1	/
5)	A、B、C、D 环空	套	1	/
2	电加热节流撬 100kW 42MPa	个	1	/
3	有导流孔平板闸阀 PN420 DN50	套	3	/
4	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-III-420 DN15 PN42MPa	套	3	/

5	节流截止放空阀 J41H-420 DN50 PN42MPa	套	1	/
6	安全阀 A42Y DN50 PN42MPa	套	1	/
7	无缝钢管 D60×8 20G	m	60	/
8	无缝钢管 D76×8 20G	m	180	/
9	采气树保温盒	个	1	/
10	采气树操作平台	个	1	/
11	采气树盖板 花纹钢板	个	1	/
12	电伴热带 39W/m	m	300	/

## 二、湾探101H井

1	超高压节流配套设施（包含以下设施）	套	1	采气工程提供
1)	30000Psi 井口安全控制系统	套	1	/
2)	140MPa 电动节流阀	套	4	/
3)	140MPa 高压管配件	套	30	/
4)	140MPa 隔离平板阀	套	1	/
5)	环空补压泵	套	1	/
6)	点火装置	套	1	/
7)	出砂监测仪	套	1	/
8)	电动节流阀配件（阀芯及密封件）	套	2	/
9)	A、B、C、D 环空	套	1	/
2	电加热节流橇 180kW 42MPa	座	1	/
3	计量分离器橇	座	1	/
4	电动调节阀 PN420 DN50	套	1	/
5	有导流孔平板闸阀 PN420 DN100	套	1	/
6	有导流孔平板闸阀 PN420 DN50	套	4	/
7	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-III-420 DN15 PN42MPa	套	6	/
8	节流截止放空阀 J41H-420 DN50 PN42MPa	套	1	/
9	安全阀 A42Y DN50 PN42MPa	套	1	/
10	无缝钢管 D114×7 20G	m	60	保温 50mm
11	无缝钢管 D76×8 20G	m	180	保温 50mm
12	采气树保温盒	个	1	/
13	采气树操作平台	个	1	/
14	采气树盖板花纹钢板	个	1	/
15	电伴热带 39W/m	m	300	/

表 3.3-8 莫西1井采气井场主要构筑物

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸 (长×宽)	高度 或深度	数量	构筑物工程量	备注
1	井场围栏	钢丝网围栏 (钢网采用低碳钢丝电 阻熔焊制成), 钢制围 栏立柱、柱下素混凝土 独立基础	25.0m× 30.0m	2.5m	110m	素砼: 12m <sup>3</sup> 高 抗硫砼: 3m <sup>3</sup> 钢结构: 4t	①钢网采用 浸塑处理, 包塑 1mm 以 上。②顶部 设 0.5m 高滚网刺 丝; 基础埋 深 1.0m
2	井场大门	钢丝网门 (钢网采用低碳钢丝电 阻熔焊制成), 钢制门 立柱、柱下钢筋混凝土 独立基础	门宽 4.0m	2.50m	1 座	钢筋砼: 1m <sup>3</sup> 高抗硫砼: 0.3m <sup>3</sup> 钢结 构: 0.8t	①钢网采用 浸塑处理, 包塑 1mm 以 上。②基础 埋深 1.20m
3	操作平台	Q235-B 钢制平台	5.3m×0.8m	1.1m	1 座	素砼: 1.1m <sup>3</sup> 高抗硫砼: 0.6m <sup>3</sup> 钢结 构: 1.2t	/
4	巡检道路	预制砼砖地坪①100 厚 C30 混凝土预制砖; ②30 厚 DSM15 粘接层; ③300 厚戈壁土垫层; ④素土夯实, 压实系数 0.94;	长度 26m 宽度 1.0m	/	26m <sup>2</sup>	素砼: 2.6m <sup>3</sup>	/
5	碎石地坪	①散铺 100mm 厚碎石, 碎石粒径: 10~30mm ②原土夯填密实	/	/	750m <sup>2</sup>	/	/
6	监控立杆 基础	钢筋砼独立基础	上 0.8m× 0.8m 下 1.2m× 1.2m	1.1m 0.4m	2 座	钢筋砼: 4m <sup>3</sup> 高抗硫砼: 1m <sup>3</sup>	/
7	放喷池	自上而下: ①放喷管正 对面及底面: 耐火砖立 铺, 50 厚 1:3 水泥砂浆 与钢筋砼面层粘接; 其 他三面: 烧结黏土砖平 铺, 细砂扫缝, 50 厚细 砂找平; ②C25 钢筋混 凝土厚 0.15m, 配置 Φ6@200 双向双层钢筋 ③0.5m 厚原土(隔热	素土修坡: 倒四棱台结 构, 顶部长 13.0m, 宽 6.0m, 底部 长 7.0m, 宽 2.0m, 深 1.5m	1.5m	1 座	钢筋砼 (C25): 18m <sup>3</sup>	/

		层) ④高密度聚乙烯 (HDPE 膜) 厚度 2.0mm ⑤基层土夯实, 夯实系数不小于 0.94					
8	井口盖板	钢制盖板	Φ3.0m	/	1座	素砼: 0.9m <sup>3</sup> 钢材: 1t	/
9	通讯仪表 配电间橇 基础	钢筋砼条形基础	3.3×0.3 6.6×0.3	1.8m	4座 2座	钢筋砼: 18m <sup>3</sup> 高抗硫砼: 3m <sup>3</sup>	/
10	固定管墩	钢筋砼块式基础	2.5m×2.0m	1.5m	1座	钢筋砼: 7.5m <sup>3</sup> 高抗硫 砼: 1m <sup>3</sup>	/
11	电加热节 流橇基础	钢筋砼条形基础	3.0×0.3	0.6m	8座	钢筋砼: 5m <sup>3</sup> 高抗硫砼: 2m <sup>3</sup>	/
12	基础防腐: 基础 (含设备基础) 防腐应符合现行国家标准《工业建筑防腐蚀设计标准》(GB/T50046-2018) 的规定, 本次按强腐蚀考虑, 刷环氧沥青涂层厚度≥500 μm。垫层采用 C20 聚合物水泥混凝土, 厚度 150mm。钢结构防腐除锈: 除镀锌构件外, 制作前钢构件表面均应进行除锈处理, 应采用喷砂 (抛丸) 除锈, 除锈质量等级应达到 Sa2.5 级标准。所有钢构件除锈后, 应刷防腐涂层, 底层为环氧铁红底涂料 2 遍, 厚 60 μm; 中间层为环氧云铁涂料 2 遍, 厚 120 μm, 面层聚氨酯涂料 3 遍, 厚 120 μm。围栏及其大门做浸塑处理, 包塑 1mm。						

表 3.3-9 湾探 101H 井井场构筑物一览表

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸 (长×宽)	高度或 深度	数量	构筑物工程量	备注
1	井场围栏	钢丝网围栏 (钢网采用低碳钢丝 电阻熔焊制成), 钢 制围栏立柱、柱下素 混凝土独立基础	60.0m×60.0 m	2.5m	240m	素砼: 26m <sup>3</sup> 高抗 硫砼: 6m <sup>3</sup> 钢结 构: 7t	①钢网采用 浸塑处理, 包塑 1mm 以 上。②顶部 设 0.5m 高 滚网刺丝; 基础埋深 1.0m
2	井场大门	钢丝网门 (钢网采用 低碳钢丝电阻熔焊制 成), 钢制门立柱、 柱下钢筋混凝土独立 基础	门宽 4.0m	2.50m	1座	钢筋砼: 1m <sup>3</sup> 高 抗硫砼: 0.3m <sup>3</sup> 钢结构: 0.8t	①钢网采用 浸塑处理, 包塑 1mm 以 上。②基础 埋深 1.20m

3	操作平台	Q235-B 钢制平台	5.3m×0.8m	1.1m	1座	素砼: 1.1m <sup>3</sup> 高 抗硫砼: 0.6m <sup>3</sup> 钢结构: 1.2t	/
4	巡检道路	预制砼砖地坪 ①100厚C30混凝土 预制砖; ②30厚 DSM15粘接层; ③300厚戈壁土垫 层; ④素土夯实, 压 实系数0.94。	长度26m 宽度1.0m	/	26m <sup>2</sup>	素砼: 2.6m <sup>3</sup> (C30)	/
5	碎石地坪	①散铺100mm厚碎 石, 碎石粒径: 10~ 30mm②原土夯填密实	/	/	3570m <sup>2</sup>	/	/
6	监控立杆 基础	钢筋砼独立基础	上0.8m×0.8m 下1.2m×1.2m	1.1m 0.4m	2座	钢筋砼: 4m <sup>3</sup> 高 抗硫砼: 1m <sup>3</sup>	/
7	放喷池	自上而下: ①放喷管 正对面及底面: 耐火 砖立铺, 50厚1:3水 泥砂浆与钢筋砼面层 粘接; 其他三面: 烧 结黏土砖平铺, 细砂 扫缝, 50厚细砂找 平; ②C25钢筋混凝 土厚0.15m, 配置 Φ6@200双向双层钢 筋③0.5m厚原土(隔 热层)④高密度聚乙 烯(HDPE膜)厚度 2.0mm⑤基层土夯实, 夯实系数不小于0.94	素土修坡: 倒 四棱台结构, 顶部长 13.0m, 宽 6.0m, 底部长 7.0m, 宽 2.0m, 深 1.5m	1.5m	1座	钢筋砼: 25m <sup>3</sup> (C25)	/
8	井口盖板	钢制盖板	Φ3.0m	/	1座	素砼: 0.9m <sup>3</sup> 钢 材: 1t	/
9	电加热节 流橇基础	钢筋砼条形基础	3.0×0.3	0.6m	8座	钢筋砼: 5m <sup>3</sup> 高 抗硫砼: 2m <sup>3</sup>	/
10	计量分离 器橇基础	钢筋砼条形基础	3.0×0.3	0.6m	8座	钢筋砼: 5m <sup>3</sup> 高 抗硫砼: 2m <sup>3</sup>	/
11	通讯仪表 配电间橇 基础	钢筋砼条形基础	3.3×0.3 6.6×0.3	1.8m	4座 2座	钢筋砼: 18m <sup>3</sup> 高 抗硫砼: 3m <sup>3</sup>	/

12	固定管墩	钢筋砼块式基础	2.5m×2.0m	1.5m	1座	钢筋砼：7.5m <sup>3</sup> 高抗硫砼：1m <sup>3</sup>	/
13	基础防腐：基础（含设备基础）防腐应符合现行国家标准《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T50046-2018）的规定，本次按强腐蚀考虑，刷环氧沥青涂层厚度≥500μm。垫层采用C20聚合物水泥混凝土，厚度150mm。钢结构防腐除锈：除镀锌构件外，制作前钢构件表面均应进行除锈处理，应采用喷砂（抛丸）除锈，除锈质量等级应达到Sa2.5级标准。所有钢构件除锈后，应刷防腐涂层，底层为环氧铁红底涂料2遍，厚60μm；中间层为环氧云铁涂料2遍，厚120μm，面层聚氨酯涂料3遍，厚120μm。围栏及其大门做浸塑处理，包塑1mm。						

### ②集输管线

新建莫西1井至湾探101H井单井采气管线1.9km，D60×8，设计压力10MPa；新建湾探101H井至盆5天然气处理站采气管线8.0km，D114×8，设计压力10MPa；管材均为优质碳素结构钢20G材质，管线拐点坐标见表3.3-10，管线走向见图3.3-4。

表3.3-10 新建采气管线拐点坐标一览表

序号	经度	纬度
莫西1井至湾探101H井采气管线		
1		
2		
湾探101井至盆5天然气处理站采气管线		
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		

19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		
40		
41		
42		
43		
44		
45		
46		

图 3.3-3 单井采气井场平面布置示意图

图 3.3-4 平面布置及单井采气管线走向示意图

## ③盆5天然气处理站扩建

根据设计资料，盆5天然气处理站凝析油的储存天数按3天考虑，本工程凝析油产量约 $43\text{m}^3/\text{d}$ ，装填系数0.9，需要储罐容积 $150\text{m}^3$ 。站内已建1座 $30\text{m}^3$ 凝析油罐，故本次需在盆5天然气处理站内新增2座 $60\text{m}^3$ 凝析油储罐，新建凝析油储罐在盆5天然气处理站的位置见图3.3-5。

新建2座 $60\text{m}^3$ 凝析油储罐直径为5m，高度3.1m，装填系数0.9，常压固定顶罐，储存分离出的凝析油。盆5天然气处理站凝析油储罐扩建构筑物及设备具体如下：

表3.3-11 盆5天然气处理站凝析油储罐扩建构筑物及设备基础一览表

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸 (长×宽)	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1	60方凝析油储罐橇座	钢结构	12.5m×3.1m	/	2座	钢结构：8t	/
2	60方凝析油储罐橇座基础	钢筋砼条形基础	3.3×0.3	0.6m	6座	钢筋砼：7.5m <sup>3</sup> 高抗硫砼：3.5m <sup>3</sup>	/
3	罐区防火堤	钢筋混凝土	18.0m×18.0m	0.60m	72m	钢筋砼：40m <sup>3</sup> 高抗硫砼：9m <sup>3</sup>	混凝土抗渗等级P8
4	罐区隔堤	混凝土	/	0.40m	18m	素砼：5m <sup>3</sup> 高抗硫砼：2m <sup>3</sup>	/
5	罐区地坪	①100厚C30抗渗混凝土面层，抗渗等级P8；②200厚不含尖锐颗粒砂石基层；③防渗膜层： 1) 600g/m <sup>2</sup> 长丝无纺土工布保护层；2) 1.5mm厚高密度聚乙烯(HDPE)膜 ③600g/m <sup>2</sup> 长丝无纺土工布保护层；④200厚细砂基层；⑤地基碾压夯实，压实系数>0.93	18.0m×18.0m		324m <sup>2</sup>		混凝土抗渗等级P8

盆5天然气处理站新建凝析油储罐基础底部均设C20高抗硫混凝土垫层150mm厚，埋入土中的混凝土构件（包括基础）混凝土保护层的最小厚度为50mm，基础埋地部分刷环氧沥青涂层，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

图 3.3-5 新建凝析油储罐在盆 5 天然气处理站的位置示意图

## (2) 公辅工程

### ① 供配电

新建井场用电负荷等级为三级，电压等级为 380/220V，年耗电量为  $204.25 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ 。莫西 1 井、湾探 101H 井场电源 T 接于就近已建的 P5001 井 10kV 架空线路，新建 10kV 架空线路约 9.0km（采用 JL/G1A-95/20），在湾探 101H 采气井场处架设 1 座 400kVA 杆架式变电站，在莫西 1 采气井场处架设 1 座 200kVA 杆架式变电站，在每座杆架式变电站下设 1 只动力配电箱给采气井场用电设备供电。

### ② 仪表自动化

每座井场新建井口设置 RTU 及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁等功能。RTU 由过程控制器单元、存储器单元、电源模块、输入/输出模块、通信模块、系统网络设施及各类配套软件等构成。新建两座井场液控柜 RTU 信号上传至盆 5 天然气处理站站控系统，并通过盆 5 天然气处理站的已建网络上传至采气一厂集中监控系统进行监控。对盆 5 天然气处理站站控系统扩容，将新建凝析油储罐橇自带仪表信号引至盆 5 天然气处理站控制室已建 1 套 DCS 系统内。

### ③ 通信

将新建两口采气井场的自控数据和视频监控数据通过新建光缆和光传输设备上  
传至盆5天然气处理站及采气一厂SCADA系统和视频安防系统进行集中监控。本次  
与采气管线同沟敷设光缆连接新建井口至盆5天然气处理站。本次新建莫西1井、  
湾探101H井的自控及视频数据通过新建光纤链路上传至盆5天然气处理站，再通  
过盆5天然气处理站已建光纤链路上传至采气一厂调控中心。

#### ④防腐除锈

单井采气管线外壁防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；保  
温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度50mm，轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用  
料，厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。采用“一步法”施工工艺。

井场内管线：与线路管道规格相同的井场部分埋地管道，埋地保温管道外壁采  
用与线路部分采气管道一致的防腐保温防护；地上保温管道外壁防腐层采用高固体  
份环氧底漆2道，厚度 $80\mu\text{m}$ ，环氧云铁中间漆2道，厚度 $140\mu\text{m}$ ，保温层采用  
50mm厚气凝胶管壳，16#镀锌铁丝捆扎；保护层采用0.5mm厚的镀锌铁皮，自攻螺  
丝连接；埋地不保温管道外壁防腐层采用无溶剂环氧防腐涂料，喷涂三道，防腐层  
干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ，外缠聚丙烯胶粘带，厚度1.1mm，胶粘带搭接不小于50%。

#### ⑤消防

在每座采气井场设灭火器箱3个，在每座采气井的采气树、加热装置及放喷池  
处分别设2具手提式磷酸铵盐干粉灭火器MF/ABC8。

盆5天然气处理站新建2座 $60\text{m}^3$ 凝析油储罐位置处设有一定数量的手提式灭火  
器。

#### ⑥道路

莫西1井和湾探101H新建道路6038m，采用公路四级标准，设计时速20km/h，  
砂石路面结构。道路分为A、B两段，路线全长6038m。A段道路起点接已建集油区  
道路，终点至湾探101H井，路线长4463m。道路起点接待建A段湾探101H井道路，  
终点至莫西1井，道路全长1575m。

1) 道路路基宽4.5m，路面宽3.5m，道路设1.5%路拱横坡。

2) 道路路面结构采用砂砾路面，路面结构为：25cm级配砾石+聚丙烯编织  
( $180\text{g}/\text{m}^2$ )，两侧设50cm宽土路肩，采用25cm厚级配砾石加固。路基填方、挖方

边坡均为1:2，挖方边坡坡脚设1.0m落沙台。

3) 每隔500m设错车道一处，错车道段长度25m，路基宽6.5m，前后各设15m渐变段，全线共设置错车道16处，铺筑面积已计入路面铺筑总面积。

4) 道路平均填高30cm，路基填料采用沙漠沙。

5) 道路交叉口采用加铺转角式平面交叉，加铺转角半径为 $R=15.0\text{m}$ 。

6) 本次新建道路交叉口处、急弯、陡坡处设置警告标志。

7) 道路两侧边坡需进行草方格防沙处理，采用 $1.0\text{m}\times 1.0\text{m}$ 芦苇草方格( $1.75\text{kg}/\text{m}^2$ )，两侧合计防沙带宽55m。

道路路基填土方 $9962\text{m}^3$ ，挖土方 $8302\text{m}^3$ ，借方量 $1660\text{m}^3$ 。

#### ⑦给排水

施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，运营期用水主要为井下作业用水，由罐车从附近村庄拉运至项目区。

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发；运营期废水主要为井下作业废液（压裂返排液、酸化压裂液和废洗井液），井下作业废液由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理。

#### (3) 环保工程

环保工程主要为选用质量合格的设备、阀门、法兰及管线；每座采气井场设1座放喷池及放喷管线，单井采气管线和新建巡检道路两侧、电线杆下方铺设草方格；设备选用低噪声设备及基础减振；井场防渗措施；盆5天然气处理站新建凝析油储罐区进行防渗。

#### (4) 依托工程

莫西1井和湾探101H井天然气、凝析油均依托盆5天然气处理站处理；井下作业废液和采出水依托中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；危险废物临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，危险废物处置依托有相应危险废物处置资质的单位回收处置。各依托工程环保手续见表3.3-12。

表 3.3-12 项目依托工程环保手续履行情况一览表

类别	环评文件名称	环评批复机关、文号	验收批复机关、文号及时间
盆5天然气处理站 (包括盆5采气作业区危险废物临时储存场所)	新疆油田公司采气一厂盆5气田地面集输系统适应性改造工程	原昌吉州环境保护局 昌州环评(2013)151号	原昌吉州环境保护局 昌吉环函(2016)102号
	新疆油田公司采气一厂盆5气田气井放空改造环保隐患治理工程	原玛纳斯环境保护局 玛环审(2017)47号	2018年通过了企业自主竣工环境保护验收
	新疆油田天然气凝液储罐和装载系统VOCs达标治理工程(盆5天然气处理站)	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评(2022)240号 2022年12月4日	企业自主验收 2023年11月16日
	盆5采气作业区危险废物临时储存场所建设工程	原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环评(2017)91号 2017年10月9日	企业自主验收 2020年5月21日
81号联合处理站	采油二厂81#联合站污水处理系统改造工程	原克拉玛依市环境保护局 克环保函(2012)225号	原克拉玛依市环保局 克环保函(2015)569号
	克拉玛依油田七中区克下组砾岩油藏2017年二元复合驱工业扩大试验工程(变更)	克拉玛依市生态环境局 克环函(2019)79号	81号联合处理站 2023年4月6日通过部分竣工环保验收
	采油二厂81#联合站污水处理系统改造工程	原克拉玛依市环境保护局 克环保函(2012)225号	原克拉玛依市环保局 克环保函(2015)569号

## ①天然气和凝析油依托可行性分析

盆5天然气处理站天然气和凝析油处理工艺详见前文3.2章节,截至2024年,气井完全衰竭,盆5天然气处理站所辖气井全部关停,2024年10月,盆5天然气处理站暂时封堵停运,完成检修并封堵。

盆5天然气处理站天然气处理装置设计处理规模为 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,本项目新增天然气量为 $19.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,处理能力可满足本项目需求,依托可行。

凝析油处理规模30t/d,莫西1井和湾探101H新增凝析油量为36t/d,该系统的操作弹性为120%,最大处理能力为36t/d,凝析油处理装置处理规模可满足需求,依托可行。考虑单井指标预测只有3年,且油量不稳定,本次不考虑扩建凝析油处理装置。

## ②井下作业废液和采出水依托可行性分析

中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站始建于1989年,该站集原

油处理、采出水处理及注水为一体，现已建成原油处理能力  $340 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原稳处理能力  $330 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水处理能力  $25000 \text{m}^3/\text{d}$ 。采出水处理系统根据采出水物性不同采取分质处理原则，分为化学驱采出水处理系统、常规水驱采出水处理系统及玛南采出水处理系统，其中常规水驱水处理系统处理能力  $17000 \text{m}^3/\text{d}$ ，化学驱水处理系统处理能力  $20000 \text{m}^3/\text{d}$ ，玛南水处理系统处理能力  $5000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

其中常规水驱采出水处理的主体工艺采用“重力除油+预处理+气浮+生物+过滤软化”的水质净化整体流程，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，经外输泵提升后，输至701、702、703、801、802各注水泵站，并采用常规采出水软化后与二元复合驱混掺的方式，最终回注油藏，回注区域储层空气渗透率为  $0.5 \sim 2.0 \mu \text{m}^2$ 。采出水处理系统出水水质见表 3.3-13。

图 3.3-6 水驱采出水处理工艺流程框图

表 3.3-13 81号联合处理站采出水处理系统出水水质一览表

储层空气渗透率 ( $\mu \text{m}^2$ )	(0.5, 2.0)		
监测项目	监测值	标准限值IV级	达标情况
悬浮固体含量 (mg/L)	4.0	$\leq 25.0$	达标
含油量 (mg/L)	2.1	$\leq 30.0$	达标

中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站常规采出水处理系统实际处理量为  $12000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前站内富余处理能力为  $500 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目井下作业废液产生量为  $743.14 \text{m}^3/\text{a}$  ( $7.43 \text{m}^3/\text{d}$ )，莫西1井和湾探101H采出水产生量合计为  $1.3 \text{m}^3/\text{d}$ ，81号联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。

## 81号联合处理站

## 站内加药装置

采油二厂81号联合处理站实行简化管理，2020-09-30中国石油新疆油田分公司采油二厂在全国排污许可证管理信息平台填报申领了采油二厂81号联合处理站的排污许可证，从申领之日起截至目前，该站排污许可证共进行了6次变更，2次重新申请，1次调整，具体见表3.3-14。

最后一次调整后的排污许可证有效期2024-06-25至2029-06-24，目前仍在有效期内。

表3.3-14 81号联合处理站排污许可证申领及变更情况一览表

许可证编号	业务类型	版本	办结日期	有效期限
91650200715597998M054Q	申领	1	2020/9/30	2020-09-30至2023-09-29
91650200715597998M054Q	变更	2	2021/2/18	2020-09-30至2023-09-29
91650200715597998M054Q	变更	3	2022/1/27	2020-09-30至2023-09-29
91650200715597998M054Q	变更	4	2022/3/11	2020-09-30至2023-09-29
91650200715597998M054Q	变更	5	2023/1/31	2020-09-30至2023-09-29
91650200715597998M054Q	重新申请	6	2023/8/30	2023-08-30至2028-08-29
91650200715597998M054Q	重新申请	7	2024/6/25	2024-06-25至2029-06-24
91650200715597998M054Q	变更	8	2024/9/29	2024-06-25至2029-06-24
91650200715597998M054Q	变更	9	2026/1/6	2024-06-25至2029-06-24
91650200715597998M054Q	调整	10	2026/2/12	2024-06-25至2029-06-24

## 采油二厂 81 号联合处理站排污许可证

## ③危险废物贮存及处置依托可行性分析

盆 5 采气作业区危险废物临时储存场所位于盆 5 天然气处理站内西侧，地理坐标为：东经 ， 北纬 ， 储存库四周设 250mm 厚钢砼挡墙，墙高 3.5m 棚，采用轻型门式钢架结构，棚长度为 7.7m，宽度为 6.5m，高 5.0m，占地面积 54.67m<sup>2</sup>，建筑面积 50.05m<sup>2</sup>。同时在暂存库内设防渗集液池一座，收集事故状态下废机油，集液池容积 1m<sup>3</sup>，尺寸为 1m×1m×1m。危险废物临时储存场所临时储存 HW08 类废矿物油与含矿物油废物，当危险废物达到最大储存量时委托有相应危险废物处置资质的单位进行下一步回收、加工再利用，本项目仅作危险废物的暂存、周转使用。

危险废物储存库火灾危险性分类为：地上乙类半开敞钢结构棚设计，危险废物储存库建筑耐火等级为二级，屋面防水等级为Ⅱ级，抗震设防烈度为 7 度。危险废物储存棚地面为不发火砼地坪，墙体、裙脚及地坪防渗做法自上而下为混凝土+200mm 砂石层+2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜+100mm 砂石层+素土夯实，储存棚设集液沟将泄漏废液导入集液池。集液池池壁及底板（厚度均为 200）采用 C30 砼、HRB400 钢筋现浇，混凝土保护层厚度为 50mm，抗渗等级 P6，抗冻等级 F200；池外防水采用 2 层 SBS 防水层，外加聚苯板保护层；防腐采用：环氧玻璃钢，环氧树脂砂浆面层厚 20mm。

盆 5 采气作业区危险废物临时储存场所已建危废暂存场所有固定的边界，可与其他区域隔离开，储存场所设有顶棚和围墙，具有防风、防雨、防晒和防止危险废

物流失、扬散的措施，暂存区进行了基础防渗，地面铺有防渗膜，防渗膜完好无损，防渗系数满足《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）的防渗要求，配套建有集液池，采取了防渗、防漏等措施。盆5采气作业区运营过程中产生的废机油和废机油桶分区暂存在危废暂存点，通过查阅清运记录，贮存点实时贮存量均未超过3吨。

盆5采气作业区危险废物临时储存场所库房设置双人双锁，采用防爆电器，设置了火焰探测器、火灾自动监测报警系统，预防并及时控制火灾。

通过对盆5采气作业区危险废物临时储存场所建设现状与《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求对比可知，已建的危废暂存场所符合《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求。

目前项目区附近有克拉玛依顺通环保科技有限公司、克拉玛依华隆生态科技有限公司和克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司等多家具有相应危险废物处置资质的单位，本项目产生的各危险废物量较小，相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。

### 盆5采气作业区危险废物临时储存场所

#### （5）工程组成

工程组成汇总见表3.3-15。

表 3.3-15 工程组成一览表

类别	具体内容	
主体工程	采气井场	新建采气井场 2 座，分别为莫西 1 井和湾探 101H 井，每座井场设 1 套井口一体化装置、加热节流装置，莫西 1 井选用 100kW 电加热节流撬，湾探 101H 井选用 180kW 电加热节流撬。
	单井采气管线	新建莫西 1 井至湾探 101H 井单井采气管线 1.9km，D60×8，设计压力 10MPa；新建湾探 101H 井至盆 5 天然气处理站单井采气管线 8.0km，D114×8，设计压力 10MPa；管材均为优质碳素结构钢 20G 材质。
	凝析油储罐	在盆 5 天然气处理站新建 2 座 60m <sup>3</sup> 凝析油储罐，储罐直径为 5m，高度 3.1m，装填系数 0.9，常压固定顶罐，储存分离出的凝析油。
公用工程	供配电	新建井场用电负荷等级为三级，电压等级为 380/220V，年耗电量为 204.25×10 <sup>4</sup> kW·h。莫西 1 井、湾探 101H 井场电源 T 接于就近已建的 P5001 井 10kV 架空线路，新建 10kV 架空线路约 9.0km（采用 JL/G1A-95/20），在湾探 101H 采气井场处架设 1 座 400kVA 杆架式变电站，在莫西 1 采气井场处架设 1 座 200kVA 杆架式变电站，在每座杆架式变电站下设 1 只动力配电箱给采气井场用电设备供电。
	仪表自动化	每座井场新建井口设置 RTU 及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁等功能。RTU 由过程控制器单元、存储器单元、电源模块、输入/输出模块、通信模块、系统网络设施及各类配套软件等构成。新建两座井场液控柜 RTU 信号上传至盆 5 天然气处理站站控系统，并通过盆 5 天然气处理站的已建网络上传至采气一厂集中监控系统进行监控。对盆 5 天然气处理站站控系统扩容，将新建凝析油储罐撬自带仪表信号引至盆 5 天然气处理站控制室已建 1 套 DCS 系统内。
	消防	在每座采气井场设灭火器箱 3 个，在每座采气井的采气树、加热装置及放喷池处分别设 2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8。 盆 5 天然气处理站新建 2 座 60m <sup>3</sup> 凝析油储罐位置处设有一定数量的手提式灭火器。
	给排水	施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，运营期用水主要为井下作业用水，由罐车从附近村庄拉运至项目区。 施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发；运营期废水主要为井下作业废液（压裂返排液、酸化压裂液和废洗井液），井下作业废液由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理。
	道路	莫西 1 井和湾探 101H 新建道路 6038m，采用公路四级标准，设计时速 20km/h，砂石路面结构。道路分为 A、B 两段，路线全长 6038m。A 段道路起点接已建集油区道路，终点至湾探 101H 井，路线长 4463m。道路起点接待建 A 段湾探 101H 井道路，终点至莫西 1 井，道路全长 1575m。
	通信	将新建两口采气井场的自控数据和视频监控数据通过新建光缆和光传输设备上传至盆 5 天然气处理站及采气一厂 SCADA 系统和视频安防系统进行集中监控。本次与采气管线同沟敷设光缆连接新建井口至盆 5 天然气处理站。本次新建莫西 1 井、湾探 101H 井的自控及视频数据通过新建光纤链路上传至盆 5 天然气处理站，再通过盆 5 天然气处理站已建光纤链路上传至采气一厂调控中心。
环保	废气	选用质量合格的设备、阀门、法兰及管线。

类别	具体内容	
工程	噪声	选用低噪声设备、基础减振。
	生态环境	单井采气管线、巡检道路两侧和电杆下方铺筑草方格
	地下水	井场防渗措施
	环境风险	每座井场设1座放喷池和放喷管线。新建两座井场液控柜RTU信号上传至盆5天然气处理站站控系统，并通过盆5天然气处理站的已建网络上传至采气一厂集中监控系统进行监控。对盆5天然气处理站站控系统扩容，将新建凝析油储罐橇自带仪表信号引至盆5天然气处理站控制室已建1套DCS系统内。
依托工程	天然气和凝析油	依托盆5天然气处理站处理
	采出水	依托采油二厂81号联合处理站
	井下作业废液	井下作业废液依托中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理
	危险废物贮存	依托盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存
	危险废物处置	依托有相应危险废物处置资质的单位回收处置

### 3.3.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3.3-16。

表3.3-16 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	$19.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	临时占地面积	$150300 \text{m}^2$
设计井数	2口	永久占地面积	$33986 \text{m}^2$
不同规模站场数	1座(盆5天然气处理站扩建)	电能消耗量	$204.25 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}/\text{a}$
管道长度	单井采气管线9.9km	总投资	1352.27万元
劳动定员	依托现有劳动定员,不新增	环保投资	125万元
工作制度	年运行330天		

### 3.3.5 工艺流程及环境影响因素分析

#### (1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

施工期主要包括站场构筑物建设、管线建设及公辅工程建设，其施工工艺及产污节点见图3.3-7。

图 3.3-7 施工工艺及产污节点示意图

单井采气管线采用埋地敷设，管沟挖深 1.9m，管沟沟底宽度为 1m，边坡比为 1:0.33，管沟断面采用梯形，扫线宽度为 12m；单井采气管线仅穿越土路和碎石路面，不穿越沥青路面，采用大开挖方式，并设套管保护。

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气，废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆，施工过程中对生态环境产生的影响。

## (2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

### ① 油气集输工艺流程

新建 1 条湾探 101H 井→盆 5 天然气处理站采气管线，线路走向长约 7.9km。莫西 1 井设计输气规模  $4.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，莫西 1 井 T 接湾探 101H 井进盆 5 天然气处理站，在湾探 101H 井增设计量分离器橇 1 座，新建 1 条 DN50 的采气管线 T 接湾探 101H 井管线，经计量后集输盆 5 天然气处理站。莫西 1 井→湾探 101H 井线路走向长约 1.9km。

莫西 1 井 ( $4.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ , 70.7~43.9MPa, 27℃) 经超高压节流配套设施节流至 20~22MPa, 22~30℃，经井口加热节流至 7.1MPa，通过新建 1.9km 采气管线高压混输至湾探 101H 井，进站压力 6.1MPa, 27℃，进湾探 101H 井场内计量分离器轮井计量。

湾探 101H 井 ( $15.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ , 78.1~65.4MPa, 37℃) 经超高压节流配套设施节流至 20~22MPa, 27~30℃，经井口加热节流橇一级加热至 45℃，一级节流至 14.0MPa，二级加热 45℃，二级节流 6.1MPa 后经过井场内计量分离器轮井计量，计量后 2 口井物流通过湾探 101H 井至盆 5 天然气处理站 7.9km 埋地保温采气管道油气混输至盆 5 天然气处理站中压系统管汇进行处理。为保证安全生产，在采气树至加热节流橇采气管线上增设高低压紧急切断阀，其引压点位于加热节流橇出口采气管道上。其中，湾探 101H 井采气管道压力高于 7.1MPa 或低于 5.0MPa 时，关闭紧急切断阀。莫西 1 井采气管道压力高于 8.2MPa 或低于 5.7MPa 时，关闭紧急切断阀。

新建井接入盆5天然气处理站处理，主体工艺与现有装置保持一致，具体工艺如下：

湾探101H井、莫西1井油气混输（气量： $19.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，4.3MPa，16.1℃）进入至盆5天然气处理站中压系统管汇，进1#计量分离器进行气、液计量，计量完成后混合进入生产分离器分离，分离出的气相注甲醇防冻，进入气-气换热器壳程换热（5-10℃）后再通过丙烷换热器冷却至-15℃，制冷后进入低温分离器，分离出的干气经气-气换热器和油-气换热器复热外输至704泵站。

生产分离器来液、低温分离器来液节流至1.0MPa，进入未稳定凝析油—导热油换热器换热至40℃，进液烃分离器分离，分离出的油相进凝析油稳定塔处理。处理后的高温稳定凝析油去稳定凝析油外输气换热器和外输气换热后，进入凝析油储罐储存。

盆5天然气处理站扩建部分主要为新建2座60m<sup>3</sup>的凝析油储罐，利旧站内已有的1座稳定轻烃定量装车橇进行装车。

项目运行过程中废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物及凝析油储罐“大、小呼吸”及装卸过程中排放的无组织废气，废水主要为井下作业废液，噪声源主要为井下作业时各类机泵等，固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布及劳保用品。

油气集输工艺流程及产污环节见图3.3-8。

图3.3-8 油气集输工艺流程示意图

### （3）退役期工艺流程及环境影响分析

随着天然气的不断开采，其储量逐渐下降，最终进入退役期，退役期主要包括

采气井封井、井场设施拆除及清理，管线及公用工程等设施的拆除等活动，工艺及产污节点分析见图 3.3-9。

图 3.3-9 退役期工艺流程及产污环节示意图

退役期污染物主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管线吹扫废水、噪声和建筑垃圾，以及施工过程中对生态环境产生的影响。

### 3.4 污染源源强核算

#### 3.4.1 施工期污染源源强核算

##### (1) 废气

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和管线焊接废气。

##### ①施工扬尘

扬尘主要来自施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

##### 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。

##### ③管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境空气质量影响不大。

##### (2) 废水

废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水。管道试压采用清水试压，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；混凝土养护废水，污染物主要为悬浮物，主要靠自然蒸发。

### (3) 噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB (A) ~105dB (A) 之间。

### (4) 固体废物

管线施工过程中产生的土石方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾，建筑垃圾主要为施工过程中产生的废边角料、废弃包装物（包括设备包装物及聚氨酯泡沫等），可作为废品回收的作为废品回收，不能回收利用的送至当地建筑垃圾填埋场。

### (5) 生态影响分析

#### ①工程占地

项目总占地面积 184286m<sup>2</sup>，其中永久占地 33986m<sup>2</sup>，临时占地 150300m<sup>2</sup>，详见表 3.4-1。

表 3.4-1 占地概况一览表

序号	建设内容	永久占地 (m <sup>2</sup> )	临时占地 (m <sup>2</sup> )	合计 (m <sup>2</sup> )	占地类型	备注
1	莫西1井采气井场	750	0	750	沙地	永久占地 30m×25m
2	湾探101H井采气井场	3600	0	3600	沙地	永久占地 60m×60m
3	单井采气管线	0	118800	118800	沙地	长度 9.9km、施工作业带宽度 12m
4	输电线路	1260	31500	32760	沙地	长度 9km，施工作业带宽度 3.5m
5	巡检道路	28376	0	28376	沙地	长度 6038m，施工作业带宽度 4.5m；每隔 500m 设错车道一处，错车道段长度 25m，路基宽 6.5m，前后各设 15m 渐变段，全线共设置错车道 16 处
6	合计	33986	150300	184286	/	/

#### ②土石方平衡

土石方主要产生于单井采气管线和巡检道路建设过程中，挖方量约 38962m<sup>3</sup>，填

方量约 40622m<sup>3</sup>，借方量约 1660m<sup>3</sup>，弃方量为 0m<sup>3</sup>。土石方全部回填，无弃方产生。项目土石方平衡分析具体见表 3.4-2。

表 3.4-2 土石方平衡一览表

名称	挖方量 (m <sup>3</sup> )	填方量 (m <sup>3</sup> )	借方量 (m <sup>3</sup> )	弃方量 (m <sup>3</sup> )
单井采气管线	30660	30660	0	0
巡检道路	8302	9962	1660	0
合计	38962	40622	1660	0

### 3.4.2 运营期污染源源强核算

#### (1) 废气

根据伴生气组分分析可知伴生气中硫化氢未检出，废气主要为天然气集输过程中的阀门、法兰等动静密封点产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）、凝析油罐“大、小呼吸”产生的无组织废气和凝析油装卸产生的无组织废气。

#### ①动静密封点无组织挥发性有机物

无组织挥发性有机物目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：D<sub>设备</sub>：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

WF<sub>VOCs,i</sub>—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，莫西 1 井取值为 5.22%，湾探 101H 井取值为 3.36%；

WF<sub>TOC,i</sub>—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，莫西 1 井取值为 97.53%，湾探 101H 井取值为 97.64%；

e<sub>TOC,i</sub>—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000 μmol/mol），kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

$t_i$ —核算时段内密封点  $i$  的运行时间, h, 本次取 7920h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.4-3。

表 3.4-3 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
莫西 1 井	阀门	0.064	5	0.0004
	法兰	0.085	10	0.0011
	连接件	0.028	60	0.0021
	小计	/	/	<b>0.0036</b>
湾探 101H 井	阀门	0.064	5	0.0003
	法兰	0.085	10	0.0007
	连接件	0.028	60	0.0014
	小计	/	/	<b>0.0024</b>

### ②储油罐大小呼吸无组织废气

储油罐均采用固定顶罐, 储罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃, 小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化, 引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出, 它出现在罐内液面无任何变化的情况, 是非人为干扰的自然排放方式; 大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力, 蒸气从罐内压出, 而卸料损失发生于液面排出, 空气被抽入罐体内, 因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀, 因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失, 经验公式如下:

大呼吸:

$$L_{DW}=4.35 \times 10^{-5} \times P \times \rho \times V \times K_T \times K_E$$

式中:  $L_{DW}$ —拱顶罐的年大呼吸损耗量, kg/a;

$P$ —储罐内平均温度下油品真实蒸汽压, Pa (根据建设单位提供周边井的原油真实蒸汽压数据, 本次原油真实蒸汽压取10.2kPa);

$\rho$ —储存油品的平均密度, t/m<sup>3</sup>;

$V$ —油品年泵送入罐体积, m<sup>3</sup>/a; 本项目进入罐的凝析油为12210t/a, 则进入单罐的凝析油为6105t/a。

$K_T$ —周转系数, (按 $K_T=1$ 计算);

$K_E$ —油品系数, (汽油取1.0, 原油取0.75)。

小呼吸:

$$L_{DS}=12.751 \times 10^{-3} \times K_E \times [P_y / (P_a - P_y)]^{0.68} \times \rho \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.5} \times K_p \times C$$

式中:  $L_{DS}$ —拱顶罐的年小呼吸损耗量, kg/a;

$\rho$ —储存油品的平均密度, t/m<sup>3</sup>, 本次取0.8094t/m<sup>3</sup>;

$K_E$ —油品系数, (汽油取24, 其他油品取14)

$P_a$ —当地大气压, mmHg; 取760;

$P_y$ —油品本体温度下的真实蒸汽压, mmHg; 取301.15;

$D$ —储罐直径, m; 本次取值5m;

$H$ —储罐内气相空间的高度, 包括罐顶部分的相对高度, m; 本次取值0.35m。

$\Delta T$ —每日大气温度变化的年平均值, °C;

$K_p$ —涂层因子或涂料系数(铅漆为1.39, 白漆为1.02);

$C$ —小罐修正系数, 直径在0~9m之间的罐体,  $C=1-0.0123(D-9)^2$ , 罐径大于9取1, 本次取0.8032。

根据上述公式计算得出单座储罐的大小呼吸量分别为2.0316t/a、0.003t/a。

则本项目新建2座凝析油储罐大小呼吸量分别为4.0632t/a、0.006t/a。

### ③凝析油装车过程中的无组织废气

凝析油装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南, 其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制》(HJ982-2018)中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量计算, 计算公式如下:

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中:  $D_{\text{产生量}}$ ——核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量, t/a;

$Q$ —核算时段内物料装载量, m<sup>3</sup>/a;

$L_L$ —挥发性有机液体装载过程的排放系数, kg/m<sup>3</sup>, 计算公式如下:

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{\text{vap}}}{273.15 + T}$$

式中:  $S$ ——饱和系数, 无量纲, 一般取0.6。

$P_T$ ——温度  $T$  时装载物料的真实蒸气压, Pa; 本次取10.2kPa。

$M_{vap}$ ——油气分子量，g/mol；本次取50g/mol。

$T$ ——物料装载温度，℃；本次取50℃。

根据 $L_L$ 计算公式计算出 $L_L$ 为0.1136kg/m<sup>3</sup>，根据产能预测表可知凝析油产量为12210t/a，单座凝析油储罐暂存量为6105t/a，凝析油密度为0.8094t/m<sup>3</sup>。根据上述计算公式计算出采出液装车时单座凝析油储罐产生的无组织挥发性有机物为0.8571t/a，新建2座凝析油储罐装车时产生的非甲烷总烃合计1.7142t/a。

拉运装车过程中对凝析油储罐、罐车采用气相平衡系统，使凝析油储罐、罐车储罐形成闭路循环，减少拉油罐及装车时产生的无组织废气；根据《利用气相平衡管原理控制有机污染物的无组织排放》（齐刚）研究可知，采用气相平衡系统之后无组织废气排放量可减少90%以上，则凝析油储的大呼吸和凝析油液装车时无组织非甲烷总烃排放量见表3.4-4。

表3.4-4 采用气相平衡后大呼吸和装车废气合计排放量一览表

类别	大呼吸损耗量 (t/a)	装车无组织废气 (t/a)	大呼吸和装车废气合计产生量 (t/a)	采用气相平衡后大呼吸和装车废气合计排放量 (t/a)
单座凝析油储罐	2.0316	0.8571	2.8887	0.28887
2座合计凝析油储罐合计	4.0632	1.7142	5.7774	0.57774

则新建凝析油储罐生产运行过程中废气排放量为采用气相平衡后大呼吸和装车废气排放量与凝析油储罐小呼吸之和，共计约0.5837t/a。

项目实施后无组织废气排放量核算表见表3.4-5。

表3.4-5 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
1	M1	莫西1井井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.0036
2	M2	湾探101H井场	NMHC			4	0.0024
3	M3	盆5天然气处理站新增凝析油储罐	NMHC			4	0.5837
4	合计	/	/	/	/	/	

## (2) 废水

井场废水主要为井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）。井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，产污系数及产生量见表 3.4-6。

表 3.4-6 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	2口井合计产生量
非低渗透油井	压裂返排液	263.98m <sup>3</sup> /井·次	527.96m <sup>3</sup> /a
	酸化返排液	82.3m <sup>3</sup> /井·次	164.6m <sup>3</sup> /a
	废洗井液	25.29t/井	50.58t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准后回注地层，不外排。

## (3) 噪声

噪声源主要为井场井下作业时的各类机泵及巡检车辆等，各噪声源均为室外噪声源，噪声排放情况见表 3.4-7。

表 3.4-7 噪声源强清单

序号	噪声源名称		声功率级 [dB (A)]	位置			声源控制措施	排放规律	噪声特性
				X	Y	Z			
1	莫西 1 井井场	机械	80~85	15	12.5	0.5	选用低噪声设备、基础减振	间歇	机械
2	湾探 101H 井井场	井下作业	80~85	30	30	0.5	选用低噪声设备、基础减振	间歇	机械
3	巡检车辆	交通噪声	60~90	/			禁止随意鸣笛	间歇	机械

备注：所有采油井均以采油井场的西南角作为（0.0）点

## (4) 固体废物

运营期无一般工业固体废物产生，固体废物主要为危险废物（清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品）。

#### ①清罐底泥

储油罐需定期清罐，清罐过程中会产生一定的清罐底泥，目前无相应的源强核算技术指南，本次参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021年第24号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-07石油和天然气开采行业系数手册——非稠油检修清罐、管线刺漏、晒水隔油池等清淤环节含油污泥产污系数（90.76t/10<sup>4</sup>t产品）来核算清罐底泥的产生量，凝析油产量为12210t/a，据此计算清罐底泥产生量为110.82t/a。清罐底泥属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油和含矿物油废物（废物代码071-001-08，危险特性为T、I），直接交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置，不贮存。

#### ②废润滑油

采气井场设备维修及井下作业时会产生废润滑油，产生量约为0.2t/a，属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油和含矿物油废物（废物代码为900-214-08，危险特性为T、I），临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处理。

#### ③废润滑油桶

采气井场设备维修及井下作业时使用润滑油的情况可知，废润滑油桶产生量为0.02t/a，废润滑油桶《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油和含矿物油废物，废物代码为900-249-08（危险特性为T、I）。废润滑油油桶均临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

#### ④沾油废防渗材料

采气井场日常巡检、检修过程中会产生一定的废防渗材料，废防渗材料属于HW08类危险废物（废物代码900-249-08，危险特性为T、I），根据作业区采气井场实际产生情况估算，其单井产生量约0.07t/a，则2口井废防渗材料产生量约为0.14t/a。沾油废防渗材料临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处理。

## ⑤废含油抹布及劳保用品

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、劳保用品，两口井合计产生量约为0.1t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，废物代码为900-041-49，危险特性为T/In，废含油抹布和劳保用品单独收集后临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处理。各类危险废物汇总情况见表3.4-8。

表3.4-8 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	清罐底泥	HW08	071-001-08	110.82t/a	储油罐清罐	液态	油类	油类	每年1次	T, I	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位处理
2	废润滑油	HW08	900-214-08	0.2t/a	设备检维修	液态	油类	油类	/	T, I	
3	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.02t/a	设备检维修	固态	油类	油类	/	T, I	
4	沾油防渗材料	HW08	900-249-08	0.14t/a	井下作业	固态	油类	油类	/	T, I	
7	废含油抹布及劳保用品	HW49	900-041-49	0.1t/a	设备检维修	固态	油类	油类	/	T/In	

## (5) 生态影响

运营期不新增占地，采气井场、单井采气管线、输电线路等临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

## (6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表3.4-9。废水送至采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，固体废物均得到妥善处置，本项目实施后污染物排放量的“三本账”，详见表3.4-10。

表3.4-9 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
----	-----	-------	------	-----	-----	-----------

废气	气体集输处理、过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	0.5897t/a	0.5897t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查，排放至大气环境
废水	井下作业	压裂返排液	石油类、悬浮物	527.96m <sup>3</sup> /a	0	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理
	井下作业	酸化返排液	pH、石油类、悬浮物	164.6m <sup>3</sup> /a	0	
	井下作业	废洗井液	石油类、悬浮物	50.58t/a	0	
噪声	各类机泵及巡检车辆	噪声	连续等效A声级	/	/	采用低噪声设备、基础减振
固体废物	凝析油储罐	清罐底泥	清罐底泥	110.82t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置
	设备维修	废润滑油	废润滑油	0.2t/a	0	
	设备维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.02t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	0.14t/a	0	
	设备维修	废含油抹布及劳保用品	废含油抹布及劳保用品	0.1t/a	0	

表 3.4-10 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

污染物名称		现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	总排放量
废气	非甲烷总烃 (t/a)	0	0.5897	0	0.5897
	氮氧化物 (t/a)	0	0	0	0
废水	井下作业废液	0	743.14	0	0
固体废物	清罐底泥 (t/a)	0	110.82	0	0
	废润滑油 (t/a)	0	0.2	0	0
	废润滑油桶 (t/a)	0	0.02	0	0
	沾油废防渗材料 (t/a)	0	0.14	0	0
	废含油抹布及劳保用品 (t/a)	0	0.1	0	0

### 3.4.3 退役期污染源分析

退役期拆除的设备和管线回收利用，施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、清扫废水、建筑垃圾等。

### 3.4.4 事故状态环境影响分析

本项目可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

#### (1) 井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故。本项目在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、采出水和凝析油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。事故状态下天然气通过放喷管线引至放喷池中燃烧放空。

#### (2) 井漏事故

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

#### (3) 非正常工况污染物核算

非正常工况主要为采气井场设备检维修，检维修时产生的天然气送至放喷池燃烧放空。根据设计方案可知，事故状态下莫西1井放喷量约为1875m<sup>3</sup>/h、湾探101H井放喷量为6250m<sup>3</sup>/h，单次放空最大时长均为6h。参照《污染源核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

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

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S<sub>i</sub>—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m<sup>3</sup>；

Q<sub>i</sub>—核算时段内火炬气流量，m<sup>3</sup>/h；

t<sub>i</sub>—火炬年运行时间，h；

α—排放系数，kg/m<sup>3</sup>，氮氧化物取0.054。

本项目天然气中不含硫，非正常工况莫西1井放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约101.25kg/h，单次放空最大排放量为0.6075t；湾探101H放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约337.5kg/h，单次放空最大排放量为2.025t。

表 3.4-11 井喷事故状态下氮氧化物排放量核算表

序号	污染源	事故排放原因	污染物	非正常排放量 (t)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	应对措施
1	莫西1井	设备检维修及井喷	氮氧化物	0.6075	101.25	6	通过放喷管点燃在放喷池内放空
2	湾探101H	设备检维修及井喷	氮氧化物	2.025	337.5	6	通过放喷管点燃在放喷池内放空

### 3.4.5 温室气体排放量核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH<sub>4</sub> 逃逸排放、CH<sub>4</sub> 回收利用率、CO<sub>2</sub> 回收利用率、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放，公式如下：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}}) - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放、天然气开采过程中 CH<sub>4</sub> 排放、天然气处理过程中 CH<sub>4</sub> 逃逸排放、火炬燃烧放空（事故火炬）和净购入电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。

#### (1) 天然气开采过程中 CH<sub>4</sub> 逃逸排放量

天然气开采过程中 CH<sub>4</sub> 逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times \text{EF}_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times \text{EF}_{\text{gas},j})$$

式中：E<sub>CH<sub>4</sub>-开采逃逸</sub> 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

j 为不同的设施类型；

Num<sub>oil,j</sub> 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF<sub>oil,j</sub> 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单

位为吨 CH<sub>4</sub>/（年·个）；

Num<sub>gas, j</sub> 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF<sub>gas, j</sub> 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单位为吨 CH<sub>4</sub>/（年·个）。

本项目为天然气开采，不涉及原油开采，涉及 CH<sub>4</sub> 排放的设施主要为井口装置，相关参数取值及计算结果见表 3.4-12。

表 3.4-12 天然气开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
2口采气井	井口装置	2.5 吨/年·个	2	5

根据表中参数，结合公式计算可知，CH<sub>4</sub> 逃逸排放量为 5t。

※天然气处理过程中的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放

※事故火炬燃烧放空

事故火炬燃烧放空过程中 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 的排放量公式如下：

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left( CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[ GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：E<sub>CO<sub>2</sub>-事故火炬</sub> 为由于事故火炬产生的 CO<sub>2</sub> 排放，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

E<sub>CH<sub>4</sub>-事故火炬</sub> 为事故火炬产生的 CH<sub>4</sub> 排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>。

j 为事故次数；

GF<sub>事故, j</sub> 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 m<sup>3</sup>/小时，本次取 0.2083 万 m<sup>3</sup>/h；

T<sub>事故, j</sub> 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；本次取 6 小时；

CC<sub>(非CO<sub>2</sub>)<sub>j</sub></sub> 为第 j 次事故火炬气中除 CO<sub>2</sub> 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 m<sup>3</sup>，计算公式如下：

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left( \frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

V<sub>n</sub> 为火炬气中除 CO<sub>2</sub> 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 0~1，如某含碳化合物的体积浓度为 90%，则 V<sub>n</sub> 取 0.9；计算出 CC<sub>(非CO<sub>2</sub>)</sub> 为

\*\*;

$CN_n$ 为火炬气中第n种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

OF为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ 为第j次事故火炬气中 $CO_2$ 的体积浓度，本次取\*\*%；

$V_{CH_4}$ 为事故火炬气中 $CH_4$ 的体积浓度，本次取\*\*%。

根据上述公式计算出 $CH_4$ 和 $CO_2$ 排放量分别为\*\*t、\*\*t。

※净购入电力隐含的 $CO_2$ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中： $E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 $CO_2$ 排放量，单位为吨 $CO_2$ ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 $CO_2$ 排放因子，单位为吨 $CO_2$ /MWh。

本工程电力消耗约2042.5MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表3.4-13。

表 3.4-13 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量（MW·h）	排放因子（tCO <sub>2</sub> /MW·h）	排放量（tCO <sub>2</sub> ）
2042.5	0.8922	1822.32

备注：排放因子来源于生态环境部2020年12月29日发布的《2019年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子

根据上述计算可知，本项目 $CH_4$ 排放量为11.84t/a， $CO_2$ 排放量为3627.5t/a。

### 3.5 总量控制指标

根据《“十五五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 $NO_x$ 、VOCs，水污染物减排因子为COD和总磷。井下作业废液集中收集后送至81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；本项目无有组织氮氧化物和非甲烷总烃排放，总量控制指标仅对有组织废气进行控制，故本次不

进行总量控制指标申请。

### 3.6 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。

#### 3.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

##### (1) 指标分析

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

本项目井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.6-1 至表 3.6-2。

##### (2) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

$P_1$ —定量评价考核总分值；

$P_2$ —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 3.6-3。



表 3.6-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	<5	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	371.57	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	<50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	<150	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 3.6-2 采气和集输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/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> 天然气	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	38.03	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	0	0	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施		10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20	/	20	20
		集输流程			全密闭流程		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

表 3.6-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.6-1 至表 3.6-2 计算可得：

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

——采气和集输：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价 88 分。

### 3.6.2 本项目清洁生产水平分析

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、各作业环节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，减少了气井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。

综上所述，本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，使用质量合格的管线，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求，项目实施后，采气一厂仍为清洁生产先进企业。

## 4 环境质量现状调查与评价

### 4.1 自然环境现状调查与评价

#### 4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，该县地处新疆腹地，与北部塔城、西部伊宁呈三角鼎立之势，东距新疆首府乌鲁木齐市126km，距昌吉州政府所在地昌吉市91km，总面积11000km<sup>2</sup>。地理位置见图4.1-1。

图 4.1-1 地理位置示意图

#### 4.1.2 地形地貌

项目区所在区域在构造单元上属于准噶尔盆地中部，新构造运动特征以缓慢沉降为主。前第四系地层中中生界及新、老第三系均为陆相沉积，发育完整。第四系地层下部以洪积、湖相沉积为主，上部以风积成因为主。项目所在区域整体海拔375m—428m，地势呈现南高北低、东高西低的平缓倾斜态势，区域内无明显海拔突变，地表起伏差值 $\leq 30\text{m}$ ，属于准噶尔盆地低海拔荒漠平原地貌。

全区地形坡度 $0.3^\circ - 1.8^\circ$ ，平均坡度 $\leq 1^\circ$ ，属于极平缓地形，无陡坡、陡坎等地形突变地貌。

项目位于准噶尔盆地地貌区——盆地中部荒漠平原与固定一半固定沙漠地貌区——莫索湾沙漠边缘平缓荒漠平原区、固定沙垄-垄间洼地复合地貌区。区域以平缓荒漠平地为主，零星分布垄状固定沙丘、沙梁、浅平洼地，沙丘高度2—5m，垄间洼地宽50—200m，无流动沙丘、风蚀坑等剧烈风蚀地貌。

#### 4.1.3 水文地质

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，盆5气田周围无地表水经过。该地区主要埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩石类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙裂隙水。其中，第三系地层是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细砂岩为主，依水力特征分为潜水和承压水；第四系地层含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于60m，矿化度高，水量小。水化学类型以 $\text{Cl-Na}$ 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主，无开采利用价值。后者是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细砂岩为主，依水力特征分为潜水和承压水。承压水顶板埋深在50~100m，水化学类型 $\text{Cl-Na}$ 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主，无开采利用价值。

地下水流向：总体流向自南东向北西，与区域地形坡度、玛纳斯河地下径流方向完全一致，局部受沙垄阻挡，流向略微偏转，整体径流方向稳定；以南部玛纳斯河冲洪积扇侧向地下径流补给为主，其次为冬季积雪融水入渗补给，大气降水入渗补给极少，无地表水体直接补给；径流方式：沿砂砾石含水层平缓径流，无集中径流通道，地下水径流路径长、流速慢；排泄方式：以潜水蒸发、深层侧向径流、周边油气井人工开采为主，无地表排泄通道，地下水不外排至地表水体。

#### 4.1.4 气候气象

玛纳斯县属中温带大陆性气候，冬季长而严寒，夏季短而酷热，昼夜温差大。年平均气温 7.2℃，最热月（七月）平均气温 24.4℃，最冷月（一月）平均气温零下 18.4℃（-18.4℃），极端最高气温 39.6℃，极端最低气温零下 37.4℃（-37.4℃）。全年无霜期 165~172 天，最长达 190 天。年平均降水量 173.3mm，最大年份 251.1mm，最大日降水量 34.5mm，年均降雪量 74.4mm，占全年降水量的 27%。积雪深度约 15~25cm，最大年降雪量深度 33cm。全年主导风向西南风，在 6~7 月转为西风，平均风速 2.5m/s，最大风速 20m/s。

#### 4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、自然公园等环境敏感区、居民区、医院、学校等环境敏感目标。

#### 4.3 环境质量现状调查与评价

本次采用实测和引用资料相结合的方法调查区域环境质量现状。

##### 4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

###### （1）区域大气环境质量达标判定

根据《2024 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》可知，项目所在地玛纳斯县属于环境空气质量不达标区。

评价范围内无环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据，本次评价选择距离项目区较近、气候、地形条件相似的石河子市 2024 年六项基本污染物的监测数据来说明区域环境空气质量达标情况。数据来源于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”公开发布的数据，具体数据见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	9	60	15	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	22	40	55	达标

PM <sub>10</sub>	年平均值	70	60	116.7	超标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	43	30	143.3	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1.8(mg/m <sup>3</sup> )	4(mg/m <sup>3</sup> )	45	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时平均第90百分位数	128	160	80	达标

由表 4.3-1 可知，六项基本污染物中除了 PM<sub>10</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，PM<sub>10</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 现状浓度超标原因：①区域能源结构不合理，燃煤消耗总量大；②冬季静风频率大，平均风速较小，不利于空气污染物扩散；③冬季逆温影响使逆温层过厚，空气不能向上扩散；④挥发性有机物的治理水平不高；⑤机动车尾气排放的影响；⑥输入性沙尘天气的影响。

## （2）其他污染物环境质量现状评价

### ①监测因子及监测点位

根据方案可知，天然气中未检出硫化氢，为保留本底值，本次评价对非甲烷总烃、硫化氢进行实测。

监测点位：本次在湾探 101H 井场上风向 500 处，莫西 1 井主导下风向 1000m 处各布设 1 个监测点，在盆 5 天然气处理站上风向 500m 处及其主导下风向 1000m 处各布设 1 个监测点，共布设 4 个大气监测点，监测点坐标见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	监测点描述	坐标	
		N	E
G1	湾探 101H 井上风向 500m 处		
G2	莫西 1 井井场下风向 1000m 处		
G3	盆 5 天然气处理站上风向 500m 处		
G4	盆 5 天然气处理站下风向 1000m 处		

### ②监测频次

非甲烷总烃和硫化氢均连续监测 7 天，其中非甲烷总烃每天测 4 次，每次取 4 次样；硫化氢每天测 4 次。

### ③监测时间及监测单位

监测时间：2026 年 1 月 22 日—1 月 28 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

### ④评价标准

NMHC 参照执行《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 执行，

H<sub>2</sub>S 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。

图 4.3-1 大气环境监测布点示意图

### ⑤评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

$P_i$ —第  $i$  种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

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

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

### ⑥评价结果

监测数据及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大占标 率 (%)	达标 情况
G1	NMHC	一次值	2000	640~1140	57	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	ND	/	达标

G2	NMHC	一次值	2000	950~1460	73	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	ND	/	达标
G3	NMHC	一次值	2000	680~1110	55.5	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	ND	/	达标
G4	NMHC	一次值	2000	1020~1490	74.5	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	ND	/	达标

由表 4.3-3 可知，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/m<sup>3</sup> 要求，H<sub>2</sub>S 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。

### （3）区域特征污染因子环境质量现状变化趋势

本次评价收集了 2020 年、2022 年、2024 年特征污染因子非甲烷总烃的现状监测数据，详见表 4.3-4。

表 4.3-4 2020 年、2022 年、2024 年区域特征污染物非甲烷总烃的监测数据

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大占标 率 (%)	达标 情况
2020	NMHC	一次值	2000	700~1970	98.5	达标
2022	NMHC	一次值	2000	710~940	47	达标
2024	NMHC	一次值	2000	140~300	15	达标
2026	NMHC	一次值	2000	640~1490	74.5	达标

由表 4.3-4 可知，区域 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/m<sup>3</sup> 要求，非甲烷总烃监测值呈上升趋势，这与 2024 年以来采气一厂加大该区域油气开发有关。

## 4.3.2 水环境质量现状调查与评价

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

### （1）监测点位和监测因子

本次采用资料引用的方法来说明区域地下水环境质量现状，引用《湾探 1 井、盆 10 井地面建设工程环境影响报告书》中 6 口地下水井的水质和水位监测数据，采样时间为 2024 年 5 月 29 日；项目区周边地下水监测井较少，地下水流向为东南向西北，引用监测井位点位分布见图 4.3-2，各监测点位基本信息见表 4.3-5。

项目区地下水流向为从东南向西北，周边地下水监测井较少，本次引用的6口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标，监测时间、监测点位均可代表区域地下水环境质量现状，引用数据可行。

表 4.3-5 地下水监测坐标一览表

监测点	水源井名称	坐标		水位(m)	层位	与项目区的相对位置关系
		N	E			
W1	克水8井			110	潜水层	西南距莫西1井约20.4km
W2	莫水7井			96	潜水层	西南距莫西1井约20.4km
W3	一四九团十五连			66	潜水层	东北距湾探101H井约10.8km
W4	莫水4井			138	潜水层	西南距莫西1井约22.5km
W5	莫水5井			128	潜水层	西南距莫西1井约21.5km
W6	莫水6井			138	潜水层	西南距莫西1井约20.9km

图 4.3-2 地下水监测布点示意图

## (2) 监测因子

W1~W3 监测因子为  $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$  的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、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、总大肠菌群、细菌总数、钠、硫化物、钡，水位、水温。

W4~W6 监测因子为水位。

## (3) 监测时间及监测单位

采样时间：2024 年 5 月 29 日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

## (4) 评价标准

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

## (5) 评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： $P_i$ ——水质单项标准指数；

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

$C_{si}$ —— $i$  因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

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

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 标准指数；

$\text{pH}_j$ —— $j$  点实测 pH 值；

$\text{pH}_{sd}$ ——标准中的 pH 值的下限值；

$\text{pH}_{su}$ ——标准中的 pH 值的上限值。

## (6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-6。由表 4.3-6 可知，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、总硬度、钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。

表 4.3-6 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	W1			W2			W3		
			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	7.86	0.57	达标	8.23	0.82	达标	8.32	0.88	达标
2	水温/℃	/	14.6	/	/	13.9	/	/	14.1	/	/
3	溶解性总固体	≤1000	1704	1.704	超标	1500	1.5	超标	399	0.399	达标
4	耗氧量	≤3	1.15	0.38	达标	1.23	0.41	达标	1.10	0.37	达标
5	氨氮	≤0.5	0.18	0.36	达标	0.168	0.336	达标	0.114	0.038	达标
6	氟化物	≤1	0.84	0.84	达标	0.72	0.72	达标	0.76	0.76	达标
7	氯化物	≤250	596	2.384	超标	471	1.884	超标	452	1.808	超标
8	硝酸盐氮	≤20	7.17	0.386	达标	6.71	0.336	达标	1.46	0.073	达标
9	硫酸盐	≤250	531	2.124	超标	596	2.384	超标	123	0.492	达标
10	亚硝酸盐氮	≤1	0.058	0.058	达标	0.041	0.041	达标	ND	/	达标
11	挥发酚类	≤0.002	0.0010	0.5	达标	0.0006	0.3	达标	0.0010	0.5	达标
12	六价铬	≤0.05	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
13	氰化物	≤0.05	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
14	总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	2	0.67	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
15	总硬度	≤450	119	0.26	达标	61.5	0.14	达标	33.6	0.075	达标
16	铁	≤0.3	0.14	0.47	达标	0.18	0.6	达标	0.10	0.33	达标
17	锰	≤0.1	0.01	0.1	达标	0.02	0.2	达标	0.03	0.3	达标
18	钡	≤0.7	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
19	汞	≤0.001	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
20	砷	≤0.01	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
21	石油类	≤0.05	0.01	0.2	达标	0.02	0.4	达标	0.01	0.2	达标
22	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	80	0.8	达标	85	0.85	达标	16	0.16	达标

23	硫化物	≤0.002	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
24	铅	≤0.01	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
25	镉	≤0.005	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
26	钠	≤200	1402	7.01	超标	627	3.14	超标	533	2.665	超标
27	Cl <sup>-</sup>	/	596	/	/	418	/	/	77.7	/	/
28	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	/	419	/	/	461	/	/	78.3	/	/
29	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/	0	/	/	0	/	/	0	/	/
30	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	/	257	/	/	282	/	/	186	/	/
31	Ca <sup>2+</sup>	/	26.1	/	/	11.4	/	/	8.06	/	/
32	Na <sup>+</sup>	/	653	/	/	585	/	/	163	/	/
33	K <sup>+</sup>	/	2.13	/	/	2.99	/	/	0.58	/	/
34	Mg <sup>2+</sup>	/	12.8	/	/	7.94	/	/	3.04	/	/

## (7) 包气带质量现状监测

根据现场踏勘及问询结果，盆5天然气处理站运行至今，未发生包气带污染情况，综合考虑，本次在可能发生漏油事件的盆5天然气处理站现有设施区域布设1个包气带监测点，对样品进行浸溶实验，采样时间：2026年1月22日。监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。包气带质量现状监测结果见表4.3-7。根据监测结果，参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，各项因子均达标，表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

表 4.3-7 包气带质量现状监测结果一览表

监测点名称	采样点坐标	采样深度	监测因子	执行标准(III类)	监测值	标准指数	评价结果
盆5天然气处理站内	E N	0.2m	石油类	≤0.05	≤0.01L	/	达标
			pH	6.5~8.5	8.2	/	达标
			汞	≤0.001	0.00005	/	达标
			砷	≤0.01	0.0005	/	达标
			六价铬	≤0.05	0.004L	/	达标

## 4.3.3 声环境质量现状调查与评价

## (1) 监测点位

在湾探101H、莫西1井和盆5天然气处理站厂界四周各布设1个监测点，共布设12个监测点，坐标见表4.3-8和图4.3-3。

表 4.3-8 噪声监测点坐标一览表

井位坐标	坐标	
	N	E
湾探101H	东厂界 Z1	
	南厂界 Z2	
	西厂界 Z3	
	北厂界 Z4	
莫西1井	东厂界 Z5	
	南厂界 Z6	
	西厂界 Z7	
	北厂界 Z8	
盆5天然气处理站	东厂界 Z9	
	南厂界 Z10	
	西厂界 Z11	
	北厂界 Z12	

图 4.3-3 噪声监测布点示意图

## (2) 监测单位及监测时间

监测时间：2026年01月23日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

## (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 4.3-9。

表 4.3-9 声环境现状监测结果

监测点	监测点描述		昼间[单位：dB(A)]			夜间[单位：dB(A)]		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	湾探 101H	东厂界	52	60	达标	45	50	达标
Z2		南厂界	58	60	达标	44	50	达标
Z3		西厂界	50	60	达标	43	50	达标
Z4		北厂界	57	60	达标	45	50	达标
Z5	莫西1 井	东厂界	58	60	达标	46	50	达标
Z6		南厂界	58	60	达标	47	50	达标
Z7		西厂界	59	60	达标	43	50	达标
Z8		北厂界	58	60	达标	46	50	达标
Z9	盆5天	东厂界	59	60	达标	45	50	达标

Z10	然气处 理站	南厂界	57	60	达标	45	50	达标
Z11		西厂界	58	60	达标	43	50	达标
Z12		北厂界	57	60	达标	41	50	达标

由表 4.3-9 可知，各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

#### 4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

根据国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/index.aspx>）数据，项目区土壤类型为风沙土。具体见图 4.3-4。

图 4.3-4 土壤类型图

#### (2) 土壤环境质量现状调查及评价

##### ① 监测点位

土壤评价范围内无土壤敏感目标，敏感程度为不敏感，土壤污染影响型评价等级为三级评价，土壤生态影响型评价等级为二级评价，根据导则要求，土壤污染影响型应在占地范围内布设 3 个表层样；土壤生态影响型应在占地范围内布设 3 个表

层样，占地范围外布设4个表层样，综合考虑，本次在占地范围内共布设3个表层样，占地范围外布设4个表层样，一个区块共布设7个监测点。

由于本项目涉及盆5天然气处理站的改扩建，井场和站场按照分区分块分场地的情况，在2座采气井场布设3个表层样，占地范围外布设4个表层样；在盆5天然气处理站占地范围内布设3个表层样，占地范围外布设4个表层样。

监测点坐标见表4.3-10、图4.3-5至图4.3-8。

表4.3-10 实测土壤监测点位

编号	坐标		性质	采样要求
	N	E		
湾探101H				
占地范围内	S1		表层样	0~0.2m处取样
	S2			
莫西1井				
占地范围内	S3		表层样	0~0.2m处取样
占地范围外	S4		表层样	0~0.2m处取样
	S5			
	S6			
	S7			
盆5天然气处理站				
占地范围内	S8		表层样	0~0.2m处取样
	S9			
	S10			
占地范围外	S11			
	S12			
	S13			
	S14			

图 4.3-5 土壤监测布点示意图（整体）

图 4.3-6 莫西 1 井土壤监测布点示意图

图 4.3-7 盆 5 天然气处理站土壤监测布点示意图

图 4.3-8 湾探 101H 井土壤监测布点示意图

②监测因子

S1 和 S8 监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、

甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、蒽、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘、石油烃、土壤盐分含量，共计48项。

S2、S3、S9、S10监测因子：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃和土壤盐分含量。

其余监测因子：pH、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、石油烃、六价铬和土壤盐分含量。

理化性质调查：S1和S8理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

### ③监测单位及监测时间

采样时间：2026年1月22日-2026年1月23日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

### ④评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地筛选值，占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1。

### ⑤评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

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

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数*i*在*j*点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数*i*在*j*点的监测浓度，mg/L；

$C_{si}$ —土壤参数*i*的土壤环境质量标准，mg/L。

### ⑥评价结果

土壤监测及评价结果见表4.3-11、表4.3-12，土壤理化性质见表4.3-13。

表 4.3-11 挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	S1			S8		
			监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况	监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	1.3L	/	达标	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	1.1L	/	达标	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	1.0L	/	达标	1.0L	/	达标
4	1,1-二氯乙烷	9	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	1.3L	/	达标	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	1.0L	/	达标	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	1.3L	/	达标	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	1.4L	/	达标	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	1.5L	/	达标	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	1.1L	/	达标	1.1L	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	1.4L	/	达标	1.4L	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	1.3L	/	达标	1.3L	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
18	氯乙烯	0.43	1.0L	/	达标	1.0L	/	达标
19	苯	4	1.9L	/	达标	1.9L	/	达标
20	氯苯	270	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	1.5L	/	达标	1.5L	/	达标
22	1,4-二氯苯	20	1.5L	/	达标	1.5L	/	达标
23	乙苯	28	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	1.1L	/	达标	1.1L	/	达标
25	甲苯	1200	1.3L	/	达标	1.3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	1.2L	/	达标	1.2L	/	达标
28	硝基苯	76	0.09L	/	达标	0.09L	/	达标
29	苯胺	260	0.1L	/	达标	0.1L	/	达标
30	2-氯酚	2256	0.06L	/	达标	0.06L	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	0.1L	/	达标	0.1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	0.1L	/	达标	0.1L	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	0.2L	/	达标	0.2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	0.1L	/	达标	0.1L	/	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	S1			S8		
			监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况	监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
35	蒽	1293	0.1L	/	达标	0.1L	/	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	0.1L	/	达标	0.1L	/	达标
37	茚并[1,2,3-cd]芘	15	0.1L	/	达标	0.1L	/	达标
38	萘	70	0.09L	/	达标	0.09L	/	达标

表 4.3-12 其他监测点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	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
/	/	/	/	S1 (0m~0.2m)			S2 (0m~0.2m)			S3 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	10.12	/	/	9.67	/	/	9.64	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.4	/	/	0.3	/	/	0.3	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.016	0.0004	达标	0.011	0.0003	达标	0.068	0.0018	达标
4	砷	60	mg/kg	2.31	0.0385	达标	2.5	0.0417	达标	3.14	0.0523	达标
5	铜	18000	mg/kg	10	0.0006	达标	9	0.0005	达标	11	0.0006	达标
6	铅	800	mg/kg	9	0.0113	达标	8	0.01	达标	6	0.0075	达标
7	镍	900	mg/kg	26	0.0289	达标	27	0.03	达标	27	0.03	达标
8	镉	65	mg/kg	0.09	0.0014	达标	0.08	0.0012	达标	0.05	0.0008	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	13	0.0029	达标	18	0.0040	达标	20	0.0044	达标
/	/	/	/	S4 (0m~0.2m)			S5 (0m~0.2m)			S6 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	9.5	/	/	9.49	/	/	9.48	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.4	/	/	0.3	/	/	0.4	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.003	0.00008	达标	0.017	0.0004	达标	0.021	0.0006	达标
4	砷	60	mg/kg	4.98	0.083	达标	5.82	0.097	达标	4.74	0.079	达标
5	铜	18000	mg/kg	13	0.0007	达标	14	0.0008	达标	15	0.0008	达标
6	铅	800	mg/kg	8	0.0100	达标	7	0.0088	达标	10	0.0125	达标
7	镍	900	mg/kg	28	0.0311	达标	27	0.0300	达标	31	0.0344	达标
8	镉	65	mg/kg	0.06	0.0009	达标	0.05	0.0008	达标	0.08	0.0012	达标
9	总铬	250	mg/kg	56	0.224	达标	42	0.168	达标	48	0.192	达标
10	锌	300	mg/kg	37	0.1233	达标	47	0.1567	达标	44	0.1467	达标

采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探101H井地面建设工程环境影响报告书

11	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	0.5L	/	达标	0.5L
12	石油烃	4500	mg/kg	25	0.0056	达标	25	0.0056	达标	21	0.0047	达标
/	/	/	/	S7(0m~0.2m)			S8(0m~0.2m)			S9(0m~0.2m)		
1	pH	/	/	9.38	/	/	9.82	/	/	9.31	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.2	/	/	0.6	/	/	0.3	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.015	0.0004	达标	0.05	0.0013	达标	0.024	0.0006	达标
4	砷	60	mg/kg	2.15	0.0358	达标	5.38	0.0897	达标	5.63	0.0787	达标
5	铜	18000	mg/kg	13	0.0007	达标	12	0.0007	达标	12	0.0007	达标
6	铅	800	mg/kg	7	0.0088	达标	6	0.0075	达标	8	0.0113	达标
7	镍	900	mg/kg	30	0.0333	达标	31	0.0344	达标	32	0.0356	达标
8	镉	65	mg/kg	0.05	0.0008	达标	0.05	0.0008	达标	0.06	0.0012	达标
9	总铬	250	mg/kg	49	0.196	达标	/	/	达标	/	/	达标
10	锌	300	mg/kg	37	0.1233	达标	/	/	达标	/	/	达标
11	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	0.5L	/	达标	0.5L
12	石油烃	4500	mg/kg	19	0.0042	达标	15	0.0033	达标	18	0.0058	达标
/	/	/	/	S10(0m~0.2m)			S11(0m~0.2m)			S12(0m~0.2m)		
1	pH	/	/	9.1	/	/	9.46	/	/	9.36	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.8	/	/	0.2	/	/	0.3	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.013	0.0003	达标	0.017	0.0004	达标	0.015	0.0004	达标
4	砷	60	mg/kg	4.72	0.0787	达标	5.29	0.0882	达标	3.61	0.0602	达标
5	铜	18000	mg/kg	9	0.0005	达标	10	0.0006	达标	12	0.0007	达标
6	铅	800	mg/kg	9	0.0113	达标	6	0.0075	达标	10	0.0125	达标
7	镍	900	mg/kg	26	0.0289	达标	24	0.0267	达标	30	0.0333	达标
8	镉	65	mg/kg	0.08	0.0012	达标	0.06	0.0009	达标	0.08	0.0012	达标

采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探10IH井地面建设工程环境影响报告书

9	总铬	250	mg/kg	/	/	达标	45	0.1800	达标	49	0.1960	达标
10	锌	300	mg/kg	/	/	达标	35	0.1167	达标	38	0.1267	达标
11	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	0.5L	/	达标	0.5L
12	石油烃	4500	mg/kg	26	0.0058	达标	22	0.0049	达标	18	0.0040	达标
/	/	/	/	S13(0m~0.2m)			S14(0m~0.2m)			/		
1	pH	/	/	9.29	/	/	9.47	/	/	/	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.3	/	/	1	/	/	/	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.006	0.0002	达标	0.009	0.0002	达标	/	/	/
4	砷	60	mg/kg	6.26	0.1043	达标	5.1	0.0850	达标	/	/	/
5	铜	18000	mg/kg	9	0.0005	达标	14	0.0008	达标	/	/	/
6	铅	800	mg/kg	10	0.0125	达标	12	0.0150	达标	/	/	/
7	镍	900	mg/kg	25	0.0278	达标	33	0.0367	达标	/	/	/
8	镉	65	mg/kg	0.07	0.0011	达标	0.14	0.0022	达标	/	/	/
9	总铬	250	mg/kg	45	0.1800	达标	57	0.2280	达标	/	/	/
10	锌	300	mg/kg	30	0.1000	达标	39	0.1300	达标	/	/	/
11	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	/	/	/
12	石油烃	4500	mg/kg	21	0.0047	达标	15	0.0033	达标	/	/	/

由表 4.3-11 和表 4.3-12 可知：项目占地范围内土壤各监测因子和占地范围外石油烃、六价铬监测浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外其余监测因子监测浓度均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值要求。

表 4.3-13 土壤理化性质一览表

点号		S1	S8
层次		表层样	表层样
现场记录	颜色	黄色	黄色
	结构	砂土	砂土
	质地	干	干
	砂砾含量（%）	/	/
	其他异物	无	无
实验室测点	pH 值	10.12	9.82
	阳离子交换量（cmol/kg）	1.0	1.4
	氧化还原电位（mV）	186	183
	饱和导水率（mm/min）	6.04	5.97
	土壤容重（g/cm <sup>3</sup> ）	1.36	1.41
	孔隙度（%）	36.7	37.8

#### 4.3.5 生态环境现状调查与评价

##### （1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所属生态功能区的主要生态服务功能、主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容见表 4.3-14 和图 4.3-9。

表 4.3-14 区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态服务功能		荒漠化控制、生物多样性维护
主要生态环境问题		人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土地侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
主要保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒
主要发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

图 4.3-9 项目在生态功能区划图中位置示意图

### (2) 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土地利用类型示意图，莫西1井和湾探101H井井场的土地利用类型为灌木林地，单井采气管线的土地利用类型为灌木林地和沙地，详见图4.3-10。

### (3) 植物现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属于北方植物界—新疆荒漠区—北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—古尔班通古特州。该区生态环境条件较差，区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏，评价区植被类型为白梭梭荒漠，建群种为梭梭和白梭梭，梭梭和白梭梭属于沙丘间低地常见灌木，植株一般高约0.5m~1m，最高可达1.5m~2m，植被分布不均匀，植株差别较大，项目所在区域植被覆盖率约10%~30%。伴生种为猪毛菜、白杆沙拐枣等。

主要植被见表4.3-15，植被类型见图4.3-11。莫西1井和湾探101H井井场内基本无植被分布，单井采气管线沿线植被主要为梭梭、白梭梭等植被。根据《新疆

国家重点保护野生植物名录（2022）》《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（2024年）》评价范围内无受保护植物。井场及单井采气管线沿线无保护植物分布。

图 4.3-10 土地利用类型示意图

图 4.3-11 植被类型示意图

表 4.3-15 区域主要植物种类及分布

序号	中 文 名	学 名	分 布	
			沙丘	丘间
一、	禾本科	<i>Gramineae</i>		
1	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
2	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
3	施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
	二、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
4	白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	
	三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
5	沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++	
6	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
7	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+	++
8	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
9	散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
10	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	+	
11	犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphotegria</i>	++	++
12	雾滨藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
13	倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
14	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
15	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
16	叉毛蓬	<i>Petrosimomia sibirica</i>	+	
17	角果碱蓬	<i>Suaeda Comiculata</i>		+
18	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
四、	十字花科	<i>Cruciferae</i>		
19	螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
20	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	++
21	灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
22	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
23	卷果涩芥	<i>Malclomia scorpioides</i>	++	+
五、	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
24	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
六、	柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
25	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
26	细穗柽柳	<i>Tamarix leptostachys</i>	++	++
27	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>		+
	七、茄科	<i>Solanaceae</i>		
28	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>		+
	八、菊科	<i>Compositae</i>		
29	沙蒿	<i>Artemisia desteriorum Spreng</i>	++	++

30	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
31	地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-
32	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	+	++
33	九、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
34	蛇麻黄	<i>Ephedra distachya</i>	+	+

#### (4) 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，项目所在区域属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—准噶尔盆地小区。该区地处古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，野生动物栖息生境极为单一，主要栖息场所为白梭梭和梭梭集中分布区域。在该区域内主要分布着野生脊椎动物 33 种，其中包括爬行类 5 种，鸟类 14 种，哺乳动物 14 种，爬行类和哺乳类是该区域的主要建群动物，多见种有东疆沙蜥、快步麻蜥、毛脚跳鼠、大沙鼠和子午沙鼠。具体野生动物种类详见表 4.3-16，重点保护动物见表 4.3-17。

表 4.3-16 项目区主要脊椎动物的种类及分布

种 类		分布状况		
		多见种	少见种	偶见种
爬 行 类				
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+	
2、东疆沙蜥	<i>P. grumgrizimaloi</i>	+		
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+		
4、东方沙蜥	<i>Eryx tataricus</i>			+
5、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+
鸟 类				
6、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+	
7、雀 鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+	
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+	
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+	
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+	
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+	
12、黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+	
13、短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>		+	
14、小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		+	
15、凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>		+	
16、云 雀	<i>Alauda arvensis</i>			+
17、沙 鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>		+	
18、红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+	

19、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+
哺乳类				
20、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+	
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+
22、沙狐	<i>Vulpes corsac</i>			+
23、兔狲	<i>Felis mamul</i>			+
24、草原斑猫	<i>F. libyca</i>			+
25、虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>			+
26、蒙古野驴	<i>Asinus hemionus</i>			+
27、草兔	<i>Lepus capensis</i>		+	
28、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+	
29、西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>		+	
30、小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>		+	
31、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+		
32、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+		
33、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>	+		

表 4.3-17 项目周围区域及周围的重点保护动物

保护级别		兽类	鸟类	爬行类
国家	一级	蒙古野驴	—	—
	二级	鹅喉羚、狼、沙狐、兔狲、草原斑猫	红隼、草原鹞、雀鹰 黑尾地鸦、云雀、棕尾鵟、鸢	东方沙蜥

项目所在区域气候条件恶劣，保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限，再加上人为活动的影响，野生动物种类活动较少。

目前，气田开发力度和范围逐步加大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化，部分啮齿动物和伴人型鸟类如麻雀、田鼠等将成为该区域的优势种动物。在现场踏勘过程中，评价范围内未发现《国家重点保护野生动物名录》《新疆国家重点保护野生动物名录》中规定的国家及地方保护动物及其生境，可见野生动物主要是鼠类及鸟类。

#### (5) 生态系统类型、特征和功能

项目位于古尔班通古特沙漠边缘，所在区域属于荒漠生态系统，该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。主要生长梭梭、柽柳和一些草本植物。荒漠生态系统提供的最为重要的功能为防风固沙，主要变现为荒漠植被降

低风沙流动。

#### 4.3.6 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》可知，项目所在区域为固定沙地，以风蚀沙化为主，无水力沙化现象，沙丘表面植被固定，地表有结皮覆盖，基本无沙丘活化；详见图4.3-12。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。

#### 4.3.7 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030年）》规定，项目区不属于水土流失重点预防和重点治理区，详见图4.3-13。

项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度以轻度为主，侵蚀模数约为 $1500\text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$ 。风力侵蚀是最主要和典型的侵蚀类型，遍布全州，主要分布在山麓、盆地及河流中下游平原地带，特别是沙漠周边及局部中小型沙漠附近危害十分严重，不仅造成风沙堆积、沙埋农田、土地沙化、土地生产力下降等，而且产生大范围的沙尘暴灾害和大气污染，影响人体健康，并对交通、通信和水利设施造成危害。

#### 4.3.8 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

##### （1）既有工程实际生态影响

本项目为改扩建项目，既有工程对生态的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对土壤的影响主要是工程建设时对土壤的扰动、流失，对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在气田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主

要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。

(2) 既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了水泥或砾石铺垫等硬化，有效地防止了因既有工程临时占地引起的水土流失和土地沙化。临时占地内的野生植被在自然缓慢恢复。

图 4.3-12 区域沙化现状示意图

图 4.3-13 项目在水土流失两区分区位置示意图

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 施工期环境影响预测与评价

#### 5.1.1 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、焊接烟尘。

##### (1) 施工扬尘

在井场各设备建设、井场平整、管沟开挖、回填、道路施工等施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷，扩散条件良好，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) 施工机械及施工车辆尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

##### (3) 焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为CO、CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>，该废气排放量很少，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，对周围大气环境影响很小。

#### 5.1.2 施工期水环境影响分析

##### (1) 废水对周围水环境影响分析

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

##### (2) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建单井采气管线采用埋地敷设，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，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。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，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。

### 5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及施工车辆，源强一般为60~105dB(A)。根据现场调查，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《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)中限值要求。

### 5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾，建筑垃圾主要为施工过程中产生的废边角料、废弃包装物(包括设备包装物及聚氨酯泡沫等)，可作为废品回收的作为废品回收，不能回收利用的送至当地建筑垃圾填埋场。固体废物得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

### 5.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

#### (1) 人为扰动对土壤的影响分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是井场各设备建设、井场平整、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，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)反复碾压后的土壤，植物很难再生长。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物

的生长。

## (2) 废弃物排放对土壤环境的影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

### 5.1.6 施工期生态环境影响分析

#### (1) 对土地利用类型的影响分析

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，井场占地范围内的土地利用类型由沙地变为了工矿用地，巡检道路占地范围内的土地利用类型由沙地变为了交通过地，项目永久占地面积相对较小，不会使区域土地利用类型发生明显改变。单井采气管线和输电线路（除电杆占地）均为临时占地，施工结束后对临时占地进行恢复平整，植被主要靠自然恢复，不改变占地范围内的土地利用类型。类比盆5采气作业区现有气田生产设施对土地利用类型的影响来说明项目实施后对土地利用类型的影响分析，根据《新疆油田公司采气一厂2024年环境影响后评价报告书》评价结论：“气田开发区域的土地利用类型在气田开发前后有一定的变化，但变化幅度很小，土地利用类型主要由荒漠戈壁变为建筑、道路用地”。本项目与盆5采气作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，项目实施后对土地利用类型影响不大。

#### (2) 对植被的影响分析

井场、单井采气管线、道路、输电线路等占地以及施工人员活动会对植被造成一定的影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，井场、道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏；单井采气管线和输电线路（除电杆占地）等临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，故项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复，故项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，属于强烈发展的荒漠化，在施工结束的2a~3a中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量参照《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 $1.4t/(hm^2 \cdot a)$ 计算，项目总占地面积 $184286m^2$ ，则施工结束的2a~3a中植被损失量约为 $25.8t/a$ ，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。

### （3）对野生动物影响分析

井场、道路、管线和输电线路施工对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。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。地面工程等施工过程中，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。原有的野生动物将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，远离影响范围；施工设备及车辆发出的噪声、人为活动会惊扰项目区附近的野生动物，影响其觅食、活动等行为。采气井场和道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏，使生物量降低，植被种类可能会减少，进而破坏了赖以生存的野生动物的生境，使生境连通性变差，生境破碎化程度加重，生物多样性受到影响。但由于项目区及周边野生动物主要为伴人型鸟类如麻雀、家燕、鼠类、爬行类和小型啮齿类动物等，麻雀、鼠类等伴人型野生动物一般在离施工区不远处活动，待无噪声干扰时较常见于施工区附近，施工活动对爬行类和小型啮齿类动物干扰不大，加上工程占地面积较小，该区域替代生境较多，项目区不是野生动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。而且施工结束后，各种机械噪声显著减少，且人类活动也大大减少。由于生活习惯，野生动物有可能逐渐返回原来的区域。故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

由于项目所在区域气候条件恶劣，保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限，再加上人为活动的影响，野生动物种类活动较少。受保护的野生动物在项目区出现频率低，基本不会对其产生影响。

### （4）对生态系统结构、功能的影响

采气井场、管线、道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，

会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时区域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。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。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，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、结构与功能不会发生明显变化，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

#### (5) 对区域景观影响分析

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。

单井采气管线和输电线路均为临时占地，施工结束后自然恢复，不会改变区域景观；井场、道路和输电电杆等永久占地，被永久性构筑物代替，可能对周围景观产生一定的影响，根据《新疆油田公司采气一厂2024年环境影响后评价报告书》评价结论：“气田开发建设基本未改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性”。本项目与盆5采气作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，本项目的建设对区域景观影响不大。

#### 5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

井场、道路等永久占地范围内进行砾石铺垫或地面硬化处理，单井采气管线、巡检道路两侧和电杆底基铺设草方格，不会加剧区域水土流失。

单井采气管线和输电线路施工时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，降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。临时

占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

### 5.1.8 土地沙化环境影响分析

项目所在区域为沙化土地，为固定沙地。项目对土地沙化的影响主要表现在巡检道路、单井采气管线和输电线路等地面工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，使风蚀荒漠化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，加上项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，可能造成局部沙化程度加重，从固定沙地变为半固定或者流动沙地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。单井采气管线、巡检道路两侧及电杆底部采用草方格进行防风固沙，采取以上措施后，本项目对区域土地沙化影响不大。

## 5.2 运营期环境影响预测与评价

### 5.2.1 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，本次采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

#### （2）模型选用

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

### （3）估算模型使用数据来源

#### ①地形数据

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

#### ②地表参数

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表5.2-1。

表5.2-1 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

以下资料为项目区近20年气象数据统计分析，具体详见表5.2-2。

表5.2-2 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	-37.4℃	39.6℃	0.5m/s	10m

### （4）估算模型参数

估算模型参数选择见表5.2-3。

表5.2-3 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/℃		39.6℃
最低环境温度/℃		-37.4℃
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/

岸线方向/°

/

## (5) 污染源参数

根据 3.3 污染源源强核算章节可知，正常工况下无组织废气排放情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

站场	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	排放速率 (kg/h)
							NMHC
莫西 1 井	374	30	25	2	7920	正常 工况	0.0005
湾探 101H 井	357	60	60	2	7920		0.0003
盆 5 天然气处理站	382	375	320	3.5	7920		0.0737

## (6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-5。

表 5.2-5 非甲烷总烃预测结果一览表

离源距离 (m)	莫西 1 井		湾探 101H 井			盆 5 天然气处理站		
	浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)
10	2.589	0.13	10	0.716	0.04	10	16.617	0.83
25	4.176	0.21	25	0.971	0.05	25	17.683	0.88
<b>29</b>	<b>4.233</b>	<b>0.21</b>	50	1.297	0.06	50	19.426	0.97
50	3.695	0.18	<b>56</b>	<b>1.307</b>	<b>0.07</b>	75	21.139	1.06
75	3.062	0.15	75	1.249	0.06	100	22.854	1.14
100	2.520	0.13	100	1.122	0.06	125	24.572	1.23
125	2.088	0.1	125	0.986	0.05	150	26.301	1.32
150	1.758	0.09	150	0.866	0.04	175	28.016	1.4
175	1.502	0.08	175	0.763	0.04	200	29.698	1.48
200	1.302	0.07	200	0.678	0.03	225	31.348	1.57
225	1.142	0.06	225	0.606	0.03	250	32.743	1.64
250	1.013	0.05	250	0.545	0.03	275	33.213	1.66
275	0.906	0.05	275	0.494	0.02	<b>278</b>	<b>33.216</b>	<b>1.66</b>
300	0.818	0.04	300	0.450	0.02	300	33.071	1.65
325	0.742	0.04	325	0.412	0.02	325	32.610	1.63
350	0.678	0.03	350	0.379	0.02	350	31.953	1.6
375	0.624	0.03	375	0.351	0.02	375	31.185	1.56
400	0.576	0.03	400	0.325	0.02	400	30.362	1.52
450	0.497	0.02	450	0.283	0.01	450	28.680	1.43

500	0.435	0.02	500	0.250	0.01	500	27.021	1.35
600	0.345	0.02	600	0.200	0.01	600	23.930	1.2
700	0.284	0.01	700	0.165	0.01	700	21.398	1.07
800	0.238	0.01	800	0.139	0.01	800	19.303	0.97
900	0.204	0.01	900	0.120	0.01	900	17.541	0.88
1000	0.178	0.01	1000	0.104	0.01	1000	16.062	0.8

由预测结果可知：各短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；莫西1井、湾探101H井场及盆5天然气处理站厂界NMHC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，且项目区地域空旷，扩散条件较好，不会对区域大气环境影响较小。

#### （7）非正常工况环境影响分析

运营期采气一厂加强井场各设备巡检、尽可能减少非正常工况的发生；非正常情况下建设单位及时关井，采取措施减少非正常工况发生的时间，非正常工况下天然气通过放喷管线管输至放喷池燃烧放空，非正常工况时间比较短，不会对周围大气环境产生明显不利影响。

#### （8）温室气体环境影响分析

项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散CH<sub>4</sub>排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

大气环境影响评价自查表见附件4。

### 5.2.2 运营期水环境影响分析

#### （1）水文地质条件概况

项目所在区主要埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩石类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙裂隙水。其中，第三系地层是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细砂岩为主，依水力特征分为潜水和承压水；第四系地层含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于60m，矿化度高，水量小。水化学类型以Cl-Na型和Cl-SO<sub>4</sub>-Na型为主，无开采利用价值。后者是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细砂岩为主，依水力特征分为潜水和承压水。承压水顶板埋深在50m~100m，水化学类型Cl-Na型和Cl-SO<sub>4</sub>-Na型为主，无开采利用价值。

## (2) 正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）由罐车送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；项目各类废水均得到妥善处置，正常情况下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

单井采气管线、储油罐发生泄漏后凝析油和采出水可能以点源形式通过土壤层下渗穿过包气带进入地下含水层，对地下水造成影响。泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。项目区地下水埋深大于150m，含水层厚度普遍大于100m；泄漏物中凝析油和采出水含量较少，进入地下水含水层的可能性很小。采气一厂定期对管线进行巡检、检修，将事故发生的概率降至最低，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，发生泄漏事故后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中9.7预测方法中规定：“三级评价可采用解析法或类比分析法”。本项目地下水评价等级为三级评价，本次评价采用解析法对地下水环境影响分析。

### ※地下水污染途径分析

非正常工况下，单井采气管线、储油罐破裂导致凝析油泄漏，泄漏的凝析油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。

### ※预测情景设定

本次设定为单井采气管线（湾探101H井至盆5天然气处理站单井采气管线D114×8 10MPa）、盆5天然气处理站新建60m<sup>3</sup>储油罐泄漏对地下水产生的影响进行分析预测。

### ※泄漏量预测

#### a、单井采气管线泄漏

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破裂，湾探101H井和莫西1井凝析油的最大输送量为37t/d，假定发生泄漏后30min处理完毕，切

断事故阀门，则单井采气管线的泄漏量为 0.77t，按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，单井采气管线泄漏后可能进入含水层的物料分别为 0.077t。

#### b、储油罐泄漏量

按最不利情况考虑假设条件，假设储油罐在距离底部 0.5m 处发生 0.01m 孔径破裂，泄漏速度  $Q_L$  用伯努利方程计算：

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

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， $m^2$ ；

$\rho$ ——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，在设定事故条件下泄漏速率见表 5.2-6。

表 5.2-6 设定事故条件下泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积 ( $m^2$ )	泄漏口之上液位高度 (m)	底部/内部压力 (MPa)	环境压力 (MPa)	液体密度 ( $kg/m^3$ )	泄漏速度 (kg/s)
单井采气管线	0.008	0	10	0.101	809.4	658.26
储油罐	0.00008	2.25	0.1218	0.101	809.4	0.41

由表 5.2-6 可知，单井采气管线的泄漏速率为 658.26kg/s。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则单井采气管线的泄漏量为 1185t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，储油罐泄漏后可能进入含水层的物料分别为 118.5t。

储油罐的泄漏速率为 0.41kg/s。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则储油罐的泄漏量为 0.74t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，储油罐

泄漏后可能进入含水层的物料分别为 0.074t。

### ※影响预测

预测因子为石油类，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。

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

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（ $m^2/d$ ）；

$\Pi$ —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-7。

表 5.2-7 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	118.5t、0.074t
2	t	时间	100d、1000d
3	M	含水层厚度	100m
4	u	水流速度	0.2m/d
5	$D_L$	纵向弥散系数	0.5 $m^2/d$
6	$D_T$	横向 y 方向的弥散系数	0.05 $m^2/d$
7	$n_e$	有效孔隙度	0.21

当单井采气管线、凝析油储罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 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)	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
单井采气管线	石油类	100	28400	20	0.038	72	≤0.05
		1000	2840	200	0.0498	348	
储油罐	石油类	100	17.7	20	0.039	55	≤0.05
		1000	1.77	200	0.048	285	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井采气管线发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 72m 和 348m；储油罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 55m 和 285m。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，项目区地下水埋深大于 150m，含水层厚度普遍大于 100m，泄漏的凝析油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，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。

### 5.2.3 运营期声环境影响分析

#### (1) 预测模式

采气井场井下作业时产噪设备均位于室外，本次只考虑传播距离引起的衰减，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》（HJ2.4-2021）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。

### (2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要为井下作业时各类机泵，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 15dB (A)。

### (3) 预测结果

根据以上公式，预测运营期各采气井场厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-9。

表 5.2-9 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

位置		昼间			夜间		
		贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
莫西 1 井	东厂界	46	60	达标	34	50	达标
	南厂界	48	60	达标	33	50	达标
	西厂界	46	60	达标	34	50	达标
	北厂界	48	60	达标	33	50	达标
湾探 101H 井	东厂界	40	60	达标	33	50	达标
	南厂界	40	60	达标	33	50	达标
	西厂界	40	60	达标	33	50	达标
	北厂界	40	60	达标	33	50	达标

由预测结果可知：莫西 1 井、湾探 101H 井井场的厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

#### 5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录（2025 年版）》

HW49 其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物。废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，定期交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置，清罐底泥直接交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置，不贮存，危险废物的收集满足《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。采气一厂与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。

综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

### 5.2.5 运营期土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为采气管线和凝析油储罐发生破裂泄漏的凝析油垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-10。

表 5.2-10 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
单井采气管线和储油罐	单井采气管线和储油罐	垂直入渗	石油烃	石油烃

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为三级的建设项目，预测方法可采用定性描述或类比分析法进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。管线和凝析油储罐发生泄漏后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入管线、新增设备污染下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。

本次评价引用的《石西油田作业区石南4原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目事故状态下凝析油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 5.2-11。

表 5.2-11 《石西油田作业区石南4原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果一览表

点位 编号	监测因子	(柱状样)检测值 (mg/kg)						达标 情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH	8.37	/	8.39	/	8.45	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
	镉	0.07	0.0011	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	13	0.0144	15	0.0167	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	24	0.0013	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	33	0.0413	34	0.0425	26	0.0325	达标
	汞	0.062	0.0016	0.062	0.0016	0.058	0.0015	达标
S2	砷	6.13	0.1022	6.22	0.1037	6.22	0.1037	达标
	pH	8.49	/	8.54	/	8.62	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
	镉	0.06	0.0009	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	12	0.0133	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	23	0.0013	25	0.0014	达标
	铅	36	0.0450	34	0.0425	41	0.0513	达标
S3	汞	0.055	0.0014	0.06	0.0016	0.083	0.0022	达标
	砷	6.45	0.1075	6.42	0.1070	6.43	0.1072	达标
	pH	8.65	/	8.92	/	8.95	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标
	镉	0.04	0.0006	0.04	0.0006	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	15	0.0167	14	0.0156	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	25	0.0014	25	0.0014	达标
S3	铅	37	0.0463	34	0.0425	37	0.0463	达标
	汞	0.121	0.0032	0.121	0.0032	0.129	0.0034	达标
	砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标

本次类比的石西油田作业区石南4原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表5.2-11中3个监测点均为位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表5.2-11监测数据表明，发生过泄漏事件的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃(C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)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，说明管线泄漏应急处置措施有效，应急处置措施具体如下：当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭单井采

油管线物料来源，挖出管线破点，可回收原油回收至处理站原油处理系统；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完成后，用外购砂土回填管沟。

本项目管线输送的介质与石南4井区已经完成原油泄漏事故治理的管段类似，均为油类物质，对土壤的污染途径均为垂直入渗，通过类比分析可知，即使本项目运营期发生了管线、储油罐等泄漏事故，在继续落实采气一厂现有应急管理要求，及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏污油、含油污泥和可能受污染的土壤全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

## (2) 生态影响型

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。事故状态下井场设备、管线、储油罐破裂后，泄漏的采出物中采出液进入土壤中，设备、采气管线设有压力和远传信号，假设当发生管道破裂时，可在30min内切断最近阀门，并在2h内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管线中泄漏的采出水量约为0.28m<sup>3</sup>，本次按最不利情况考虑，采出液中矿化度取最大值，本次取值为4138.75mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为39084.55g。

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

### ①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： $\Delta S$ -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

$I_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

$L_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

$R_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

$\rho_b$ -表层土壤容重，kg/m<sup>3</sup>；

$A$ -预测评价范围，m<sup>2</sup>；

$D$ -表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

$n$ -持续年份，a。

### ②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

$S_b$ -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， $L_s$  和  $R_s$  取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为  $1.41 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为 1.0g/kg。预测年份为 1a（365 天）。

根据上述计算结果，在 1 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.0004g/kg，叠加现状值后的预测值为 1.0004g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，采气一厂会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

### （3）套管破损对土壤环境的影响分析

若采气井固井质量不合格，套管破裂，发生井漏，泄漏的凝析油可能通过破裂的套管附近的孔隙、裂隙径流渗漏对土壤环境产生一定的影响，污染因子主要为石油烃。建设单位定期对套管进行维护，检查固井质量，保证其合格，若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后，及时进行修复，不会对土壤环境产生明显不利影响。

## 5.2.6 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。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，采气一厂应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。

## 5.3 退役期影响分析

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

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各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。

为减少管线开挖造成的二次生态破坏，退役期内单井采气关系将管线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中会产生少量的废水，集中收集后送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排，不会对周围环境产生不利影响。

## 5.4 环境风险分析

### 5.4.1 评价依据

运营期涉及的风险物质为天然气和凝析油，风险单元为单井采气管线和盆5天然气处理站新增的2座凝析油储罐，各环境风险单元的危险物质最大在线量与临界量的比值（Q值）计算结果详见表5.4-1。各风险源分布详见前文图3.3-4平面布置及单井采气管线走向示意图。

表 5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值
		天然气	凝析油		
单井采气管线	长度 9.9km (1.9km, D60×8; 8.0km, D114×8)	天然气	0.05	10	0.005
		凝析油	53.85	2500	0.022
盆 5 天然气处理站	新建 2 座 60m <sup>3</sup> 储油罐 (充装系数 0.9)	天然气	0	10	0
		凝析油	87.42	2500	0.035
合计	/	/	/	/	0.062

根据上表计算结果可知，Q值最大为0.062，小于1，判断风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表2.6-12判定本次风险评价仅进行简单分析。

#### 5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，项目区周围无环境风险敏感目标。

#### 5.4.3 环境风险识别

##### （1）物质危险性识别

施工期不涉及危险物质，运营期危险物质主要为天然气和凝析油，各危险物质主要物化、毒理性质、危险等级划分见表5.4-2。

表5.4-2 各危险物质理化性质及危险级别分类情况

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

##### （2）生产设施危险性识别

##### ①井场危险性识别

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

##### ②管线危险性识别

单井采气管线因管线本身的设计、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天然气泄漏，对周围大气环境造成污染影响。

### ③凝析油储罐危险性识别

凝析油储罐在设计、制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为储油罐发生破裂造成的凝析油泄漏，事故发生时会有大量的凝析油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的凝析油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

### ④运输风险识别

储油罐中的凝析油由罐车从盆5天然气处理站外运，沿线无环境敏感目标。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节存在缺陷的可能性，储油罐和CNG槽车拉运过程有泄漏事故发生风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围大气、土壤、地下水环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

### ⑤酸化液、压裂液泄漏事故识别

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

## (3) 风险类型识别

环境风险类型主要为天然气和凝析油泄漏，发生火灾、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

运营期采气管线、凝析油储罐等发生破损造成天然气和凝析油泄漏污染土壤和大气，酸化液及压裂液罐车泄漏污染土壤，泄漏凝析油、酸化液、压裂液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。

## 5.4.4 环境风险分析

### (1) 井喷事故环境影响分析

#### ①对土壤环境影响分析

井喷是气田开发过程中的意外事故，一次井喷可抛洒大量的天然气和凝析油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表20cm以下深度的土壤影响不大。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，根据类比资料，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围主要集中在200m×200m范围内，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、水环境产生一定影响。井场进行了分区防渗，一旦发生事故，可减缓对地表土壤环境的影响。

### ②对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要1—2d才能得以控制。据类比资料，井喷污染范围在半径200m左右时，井喷持续时间2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

### ③对植被的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，井场周围半径200m范围内的植被可能由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；凝析油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降

低井喷事故风险发生。

### (2) 井漏事故影响分析

本项目井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟转产井钻井表层套管下入深度超出本区域地下水含水层深度，在钻井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，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

### (3) 泄漏事故影响分析

天然气和凝析油发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

#### ①对土壤的影响分析

单井采气管线、凝析油储罐破裂造成天然气、凝析油泄漏，天然气泄漏基本不会对土壤环境产生影响，凝析油泄漏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，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，凝析油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。根据非正常工况下土壤环境影响分析结果可知，管线和设备发生泄漏事故后及时采取措施并将受污染的土壤清理，不会对土壤环境产生明显不利影响。

#### ②对植被的影响

单井采气管线、凝析油储罐破裂造成天然气、凝析油泄漏，天然气泄漏基本不会对植被产生影响，凝析油泄漏可能对植被产生一定的影响。单井采气管线为埋地敷设，发生泄漏事故后对植被影响较小，橇装天然气处理装置占地范围内植被稀少，

即使发生凝析油泄漏仅对占地范围内的植被产生影响，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

单井采气管线、凝析油储罐造成天然气、凝析油泄漏，天然气泄漏基本不会对地下水环境产生影响，凝析油泄漏可能对地下水环境产生一定的影响，凝析油发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0~20cm表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。橇装天然气处理装置均为地上设施，发生泄漏事故易被发现，泄漏事故发生后，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

单井采气管线为埋地敷设，管线发生泄漏后，天然气很难透过土壤扩散到大气环境中，泄漏物对大气环境影响较小；凝析油储罐破裂造成凝析油泄漏，凝析油挥发进入环境空气，其中的NMHC可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，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。

#### （4）酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

酸化液和压裂液罐车发生泄漏后，泄漏的酸化液和压裂液可能对土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强日常管理和维护，发生泄漏事故的

概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

## 6 环境保护措施及其可行性论证

### 6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

#### 6.1.1 施工期大气污染防治措施

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

(2) 粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

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

(6) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品或者使用新能源车辆，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

(7) 焊接作业时使用无毒低尘焊条。

#### 6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较少，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

(2) 混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。

#### 6.1.3 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振措施。

(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。

#### 6.1.4 施工期固体废物防治措施

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

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

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

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

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

#### 6.1.5 施工期土壤污染防治措施

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

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

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛撒，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。

#### 6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 避让措施：合理规划永久占地和临时占地，在保证正常施工和安全的前提下，严格控制临时占地面积，减少工程占地面积。单井采气管线、道路和输电线路选线过程中尽量避开植被密集区域，尽量避让梭梭、白梭梭等固沙植物，根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地；施工过程中尽量避免破坏野生植物，

最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 保护措施：施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。施工单位应根据确定的施工用地范围，将施工便道、材料堆场、机械堆场、施工作业带等施工用地用彩条旗方式进行圈定，施工过程中严格按照圈定范围进行作业，不得超出圈定范围。

(3) 单井采气管线、道路和输电线路施工过程中，不设置临时材料堆放场地和废料场。管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；管线施工材料放置在管沟一侧，另一侧堆放管沟开挖产生的土方。管线开挖过程中采取边开挖边回填措施，开挖土方堆放于管沟一侧的临时堆土区并用防尘网苫盖，不得随意堆放，施工完毕后全部用于回填并分层压实。严格控制施工作业带宽度，管线施工作业带宽度应在12m范围内，巡检道路施工作业带宽度应在4.5m范围内。

(4) 管线和巡检道路施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

(5) 采用草方格固沙，单井采气管线护堤左右两侧共10m范围内设置1.0m×1.0m规格的草方格(1.2kg/m<sup>2</sup>)固沙，固沙面积990000m<sup>2</sup>；电杆底部设置1.0m×1.0m草方格(1.2kg/m<sup>2</sup>)固沙，固沙面积19800m<sup>2</sup>。巡检道路两侧边坡采用1.0m×1.0m芦苇草方格(1.75kg/m<sup>2</sup>)固沙，固沙面积181127m<sup>2</sup>。

(6) 恢复措施：

①临时占地：施工过程中剥离的表层土壤单独堆放，妥善保存；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

②永久占地：对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。

(7) 补偿措施：建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》等相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

#### (8) 环境管理措施

①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。

②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、受困、迷途的野生动物应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：井场、橇装天然气处理装置、管线、道路等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

④按照相关要求，制定并严格落实生态环境保护和恢复治理方案，按照“边开发边治理”原则实施各项生态恢复措施。

### 6.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 新建采气井场采用砾石铺垫，单井采气管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁，采用防尘布（或网）进行苫盖。

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

(5) 管沟开挖土方全部回填，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。

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

(7) 施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实增强保护生态环境的意识。

(8) 优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是转输管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

(9) 采用草方格固沙，单井采气管线护堤左右两侧共10m范围内设置1.0m×1.0m规格的草方格（1.2kg/m<sup>2</sup>）固沙，固沙面积990000m<sup>2</sup>；电杆底部设置1.0m×1.0m草方格（1.2kg/m<sup>2</sup>）固沙，固沙面积19800m<sup>2</sup>。巡检道路两侧边坡采用1.0m×1.0m芦苇草方格（1.75kg/m<sup>2</sup>）固沙，固沙面积181127m<sup>2</sup>。

#### 6.1.8 防沙治沙措施

建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

(1) 防沙治沙采取的技术规范、标准

- ① 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）；
- ② 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）；
- ③ 《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；
- ④ 《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；
- ⑤ 《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大；②因地制宜，分区施策：根据项目不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施；③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开

发和利用。

制定方案的目标：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙措施，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

### （3）工程措施

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

### （4）植物措施

项目区植被主要为梭梭，土地利用类型为灌木林地和沙地，缩短施工作业带宽度，减少对植被的破坏，缩小施工范围；区域干旱少雨，不具备人工恢复植被的条件，施工结束后，区域植被主要依靠自然恢复。

### （5）其他措施

①施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动；严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用。

②施工结束后对采气井场、道路进行砾石铺垫、地面硬化等措施。

③遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。

④严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

⑤粉状材料及临时土方等在堆场应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用篷布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

⑥管线选线尽量避开植被较密集的区域。管线开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，表层土单独堆放，主要用于临时占地植被的恢复，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实；管线施工产生的临时堆土采用防尘网苫盖。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。

⑦大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，

自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

⑧施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本项目经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

⑨加强对野生植物的保护，尽量减少对梭梭等优良固沙植被的破坏。

⑩采用草方格固沙，单井采气管线护堤左右两侧共10m范围内设置1.0m×1.0m规格的草方格（1.2kg/m<sup>2</sup>）固沙，固沙面积990000m<sup>2</sup>；电杆底部设置1.0m×1.0m草方格（1.2kg/m<sup>2</sup>）固沙，固沙面积19800m<sup>2</sup>。巡检道路两侧边坡采用1.0m×1.0m芦苇草方格（1.75kg/m<sup>2</sup>）固沙，固沙面积181127m<sup>2</sup>。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

（7）方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。拟建工程防沙治沙工程中建设单位作为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。建设单位应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性；项目区自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于施工期洒水抑尘。

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由建设单位自行筹措，已在项目总投资中考虑。

#### ④生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计项目区沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

## 6.2 运营期环境保护措施

### 6.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

（1）莫西1井和湾探101H井采出物采用密闭集输工艺流程，通过单井采气管线管输至盆5天然气处理站处理。

（2）井场和盆5天然气处理站新建凝析油储罐选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场的各设备、阀门及凝析油储罐罐体等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。

（3）事故状态下，井场的天然气通过放喷管线排至放喷池燃烧放空。

（4）盆5天然气处理站新建2座凝析油罐均采用固定顶罐，《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中表3规定 $5.2\text{kPa} \leq \text{真实蒸气压} < 27.6\text{kPa}$ ，单罐容积 $\geq 150\text{m}^3$ 的、 $27.6\text{kPa} \leq \text{真实蒸气压} \leq 66.7\text{kPa}$ ，单罐容积 $\geq 75\text{m}^3$ 的物料，采用固定顶罐储存时，须对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于90%，本次新建凝析油储罐单座容积为 $60\text{m}^3$ ，小于 $75\text{m}^3$ ，故可不对排放的废气进行收集处理措施。

但为减少凝析油罐“大、小”呼吸和装车过程中排放的非甲烷总烃，运营期在凝析油拉运装车过程中对凝析油储罐、罐车采用气相平衡系统，非甲烷总烃去除效率不低于90%，使凝析油储罐、罐车储罐形成闭路循环，有效减少拉油罐及装车时产生的无组织废气。本次环评同时要求固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

（5）凝析油装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载

的，出料管口距离罐底部高度应小于200m。

在采取上述措施后，莫西1井和湾探101H井采气井场厂界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。

## 6.2.2 运营期废水污染防治措施

### （1）废水处理方案

井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层。

### （2）地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，采用高质量的管线和设备，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②定期做好井场、设备、阀门、管线等及盆5天然气处理站新建凝析油储罐巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

### ③分区防渗

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将莫西1井和湾探101H井井口处、放喷池、盆5天然气处理站新建凝析油储罐区划为重点防渗区，其余为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于6m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}$ m/s的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}$ cm/s的黏土层的防渗性能。采气井场和盆5天然气处理站分区防渗图详见图6.3-1和图6.3-2。

图 6.3-1 单座采气井场分区防渗示意图

图 6.3-2 盆5天然气处理站新建凝析油储罐部分防渗示意图

#### ④污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用盆5气田现有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于1个。

#### ⑤应急响应

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

### 6.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理。

(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，加强设备检维修。

(3) 合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心。

(4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，莫西1井和湾探101H井采气井场厂界能够满足《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。

### 6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品临时分类分区贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置；清罐底泥不进行贮存，直接交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置；建设单位应根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1267-2022）中的相关规定设置盆5采气作业区危险废物临时储存场所危险废物贮存分区标志、危

险废物标签等。

(2) 废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第23号)要求,相关资料存档备查。具体如下:

①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施:

1) 危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

2) 危险废物的收集应制定详细的操作规程,内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

3) 危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备,如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

4) 在危险废物的收集和转运过程中,应采取相应的安全防护和污染防治措施,包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其他防止污染环境的措施。

5) 危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式,具体包装应符合如下要求:各类危险废物使用符合标准的容器盛装,装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求,容器必须完好无损,材质和衬里要与危险废物相容(不相互反应);性质类似的废物可收集到同一容器中,性质不相容的危险废物不应混合包装;危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径,并达到防渗、防漏要求;容器上必须粘贴符合标准的标签,标签信息填写完整详实;盛装危险废物后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置;盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置;在危险废物的收集和转运过程中,应采取相应的安全防护和污染防治措施,包括防爆、防

火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作他用时，应消除污染，确保安全。

### ③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存，该危险废物临时储存场所满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存场所运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

### ④危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；在委托运输协议中应明确双方的义务和责任；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令[2005年]第9号）、JT617以及JT618执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(3) 按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

(4) 采气一厂已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危险废物管理。

(5) 采气一厂已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度。

(6) 运营单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定包含本项目的危险废物管理计划，并及时在线填报危险废物管理计划；计划内容主要包括基本信息、过程管理（危险废物产生、转移及利用处置环节）、上年度计划实施情况回顾等内容，并建立危险废物管理台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息；鼓励产废单位采用信息化手段建立危险废物台账。产废单位应在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）建立危险废物管理台账，危险废物产生环节，按照每个容器、包装物如实记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险服务设施编码等；危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、运送部门经办人、贮存部门经办人、产生批次编码等。危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。危险废物委外处置环节，应记录委外处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。记录保存时间原则上应存档5年以上。并通过国家危险废物

信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

#### (7) 危险废物环境管理要求

清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物和危险废物治理》（HJ1033-2019）中的危险废物环境管理要求进行管理，具体如下：

①落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）和《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和收集、贮存、危险废物的场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

⑥落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。台账应当按照电子化储存和纸质储存两种形式同步管理。

(8) 运营单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号）的有关规定办理电子危险废物转移联单，并建立危险废物管理电子台账。

(9) 运营单位应按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或

未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

(10) 建设单位应与有相应危险废物处置资质的单位签订处置协议，协议中约定处置方应依法合规处置危险废物，处置完毕后报告委托方。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

### 6.2.5 运营期土壤污染防治措施

#### (1) 源头控制

井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；危险废物清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置，产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。选用耐腐蚀性能、抗老化性能、耐热性能、抗冻性能及耐磨性能好的设备，防止设备腐蚀穿孔，降低新增环境风险事故的发生概率；加强对井场和新建凝析油储罐的巡检及检维修。

#### (2) 防渗措施

防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

#### (3) 跟踪评价

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中的相关规定，对莫西1井和湾探101H井开展土壤跟踪监测，在莫西1井和湾探101H井场内各布设一个土壤跟踪监测点，监测因子为pH、石油烃、土壤盐分含量、汞、砷、六价铬。

### 6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 加强管理，确保各项环保措施落实；定期对井场、盆5天然气处理站新建凝析油储罐及单井采气管线进行巡检，严防跑、冒、滴、漏。加强对管线、设备

的管理和检查，发现问题及时解决，防止泄漏事故的发生。

(2) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，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。

(3) 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。

(4) 严禁捕杀任何野生动物。

### 6.3 温室气体管控措施

(1) 天然气集输及处理均采用密闭集输工艺，减少了温室气体甲烷的产生；在工艺流程设计中尽量利用井口压力能，合理确定压力级制，油气集输与处理不增压，或少加压，尽量不用或少用转动设备。

(2) 井口设置紧急切断阀，减少天然气在事故状态下的损失；制定合理的检修方案和检修时间，尽可能减少天然气的放空损失。

(3) 选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少天然气的泄漏；合理选择节能型电气设备，使功率损耗最小。

(4) 选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少天然气的泄漏；合理选择节能型电气设备，使功率损耗最小。

(5) 合理选择节能型电气设备，使功率损耗最小；电缆按经济电流选择截面，合理确定供配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗；选用节能型低损耗变压器，合理选择变压器容量，降低损耗；选用静电电容器，自动进行无功补偿，以提高系统的功率因数。

(6) 采用管道完整性管理。提高整体运营水平通过管道完整性管理，不仅可以大大降低管道事故发生率，而且能够避免不必要和无计划的管道维修和更换，不仅可以降低输气管道的天然气损耗，提高管输经济效益，而且降低管道运行风险，具有巨大的社会效益。

### 6.4 环境风险事故防范措施

#### 6.4.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火，在设计、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。

(2) 井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理。

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(4) 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。

(5) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

#### 6.4.2 站场环境风险事故防范措施

(1) 采气井场各设备、盆5天然气处理站新建凝析油储罐均选用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

(2) 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。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

(3) 井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空。

(4) 加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(6) 盆5天然气处理站新建凝析油储罐选用质量合格的罐体、阀门及连接件，对储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换，防止凝析油储罐泄漏事故的发生。

(7) 新建凝析油储罐均按照重点防渗区要求建设防渗设施。凝析油储罐罐体设置围堰，罐体应在围堰内，围堰应按要求进行防渗、防腐。

(8) 严格执行防火、防爆等要求，加强员工环境保护教育，提高环境风险防范措施。

(9) 在凝析油储罐区油气可能泄漏和积聚的区域设置可燃气体浓度监测报警装置。

#### 6.4.3 油气集输事故风险防范措施

(1) 定期对单井采气管线进行巡检，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) 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。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。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；定期对单井采气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。

(4) 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。

#### 6.4.4 凝析油储罐及拉运过程中环境风险防范措施

(1) 选用质量合格的凝析油储罐、罐车、阀门及连接件，对储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对易损及老化部件进行更换，防止了凝析油储罐和罐车泄漏事故的发生。

(2) 凝析油储罐按照重点防渗区要求建设防渗设施。

由于凝析油和天然气在运输过程中具有爆炸、易燃等危险性，对项目区的生态环境具有一定的潜在危险，完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作，在运输过程中稍有不慎，便可对环境造成损失。为防止采出液运输过程中的风险事故，主要从以下几个方面进行防范：

※配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

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。

※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。

※装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表进行。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。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量5%的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

※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。

※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厢底部四周有无泄漏液体，若有凝析油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

#### 6.4.5 酸化液及压裂液泄漏事故风险防范措施

(1) 采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐。

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

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

(4) 罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

#### 6.4.6 环境风险应急预案

项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》已在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。2024年10月，盆5天然气处理站已暂时封堵停运，随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前，根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别等进行修改完善，重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案应急预案，在修订突发环境事件应急预案过程中应针对本项目新增的风险单位、危险物质，配备相应的应急物资。

环境风险简单分析内容详见表6.4-1。

表6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	采气一厂湾探1井区莫西1井、湾探101H井地面建设工程
建设地点	拟转产井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县。
地理坐标	莫西1井中心坐标为N ， E 湾探101H井中心坐标为N ， E。
主要危险物质及分布	运营期危险物质主要为天然气和凝析油，主要分布在单井采气管线和盆5天然气处理站新建凝析油储罐中。
环境影响途径及危害后果	运营期管线、新建凝析油储罐发生破损造成天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。事故发生概率较低，发生事故后，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	(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；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；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，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。 (2) 采气井场各设备和新建凝析油储罐均采用质量合格的产品，定期进行巡

检、维修及保养；对操作、维修人员进行培训，持证上岗；对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔；定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换；配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(3) 定期对单井采气管线进行巡检，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；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；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，定期对管线进行超声波检查；定期对单井采气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；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。

(4) 采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

(5) 项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》。2024年10月，盆5天然气处理站已暂时封堵停运，随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前，根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别等进行修改完善，重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案应急预案。

## 6.5 退役期环境保护措施

### 6.5.1 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。

### 6.5.2 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）》中的相关要求进行了封井回填；单井采气管线和注醇管线清扫确保管内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中产生的少量的废水，集中收集后送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

### 6.5.3 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。

### 6.5.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、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。拆除的地面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，拆除的凝析油储罐由建设单位回收利用，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 清罐底泥集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。

(4) 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，植被靠自然恢复。

### 6.5.5 退役期生态环境保护措施

①退役期井筒按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中相关要求封堵；

②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气，管线两端使用盲板封堵。

③及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌。

④通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。

⑤对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

### 6.5.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、

《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

- ①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。
- ②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。
- ③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。
- ④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。
- ⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

## （2）站场生态恢复治理

拆除井场内的各项生产设施，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

单井采气管线维持现状，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，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，恢复后的植被覆盖率不应低于区域内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

## 6.6 环境保护措施可行性分析

项目所在区域位于中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区，本次评

价类比中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区同类项目来说明采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性。中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区开发多年来，油气集输大部分采用密闭集输工艺，且近年来实际生产运行过程均未发生环境风险事故，各类油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。

根据《新疆油田公司采气一厂2024年环境影响后评价报告书》评价结论可知，各站场厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求；声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值；产生的废水和固体废物均得到妥善处置，没有对周围环境产生重大不利影响；永久性占地地面均进行了硬化处理，临时性占地范围内草本植被正在恢复。

综上所述，本次采取的环境保护措施与中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区现有的环境保护措施基本相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油气田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

## 6.7 环保投资分析

项目总投资1352.27万元，环保投资约125万元，占总投资的9.24%，见表6.7-1。

表6.7-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复；单井采气管线、巡检道路两侧及电杆底部采用草方格固沙	60
	废气	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	2
		施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	2
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强维修	2
	固体	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	2

	废物			
运营期	废气	无组织挥发烃类	天然气集输及处理均采用密闭工艺，选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检	4
	废水	井下作业废液	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统	4
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振	3
	固体废物	清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置	5
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	3
	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、施工临时占地和永久占地释放后植被和土壤的恢复	3
环境管理	环境监理		防渗措施落实情况；草方格铺设情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	10
	环境监测		生态环境、土壤和地下水跟踪监测	20
地下水保护措施			采气井场、放喷池及盆5天然气处理站新建凝析油储罐的防渗措施	5
合计			/	125

## 7 环境管理与监测计划

### 7.1 环境管理机构

本项目依托采气一厂现有环境管理机构。采气一厂在环境管理上建立了健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），HSE 最高管理者为厂长，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副厂长、安全总监主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；质量安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全地执行等；采气队安全第一责任人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

### 7.2 生产区环境管理

#### 7.2.1 施工期环境管理

建设单位在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 7.2-1。

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。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；单井采气管线和道路两侧及电杆底部采用草方格进行防风固沙。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯分局
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。		
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	选用低噪声设备，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	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		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
	环境	施, 严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家标准的油品, 加强设备的维护, 减少大气污染物的排放量。		
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业, 不得随意开辟施工便道。施工后期, 及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作, 包括土地平整, 创造局部小环境以利于植被的恢复等, 防止水土流失		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理		

### 7.2.2 运营期环境管理

- (1) 建立和实施运营期的健康、安全与环境 (HSE) 管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育, 学习先进的环保管理理念, 提高管理人员的技术水平与业务能力, 定期对运营期环境保护工作进行总结和分析, 根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动, 推广先进技术和科研成果; 参加调查、分析、处理环境污染事故, 并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果, 协同有关部门制定防治污染事故措施, 并监督实施。
- (5) 项目运行后 3 至 5 年内, 须组织开展环境影响后评价工作, 对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价, 对存在问题提出补救方案或者改进措施, 不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性, 切实落实各项环境保护措施。
- (6) 运营期各环境要素的污染防治措施见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	天然气采用密闭集输工艺, 两口井井口采出物通过单井采气管线管输至盆 5 天然气处理站处理, 选用质量可靠的设备、仪表、阀门及凝析油储罐; 定期对井场和站场内各设备、阀门和储罐检查、检修	中国石油新疆油田分公司采气一厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局玛
2	水环境	井下作业时带罐作业, 井下作业废液 (压裂返排液、酸化返排液和废洗井液) 排至罐内, 由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理。	中国石油新疆油田分公司采气一厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局玛

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
3	声环境	选用低噪声设备、基础减振，定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。		纳斯县分局
4	固体废物处置	清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好地保护沿线植被；对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

### 7.2.3 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）第六条规定：“属于本名录第1至107类行业的排污单位，按照本名录第109至112类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证”。项目实施后不涉及锅炉、水处理、工业炉窑及表面处理等通用工序，故不需申请排污许可证。

### 7.2.4 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表7.2-3。

表7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司采气一厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，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	废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头。管线清扫废水送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站处理		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

### 7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2。

### 7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司采气一厂应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

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

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

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

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

表 7.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	实际排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m <sup>3</sup> )
1	莫西1井采气井场	NMHC	0.0036	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等； 定期对设备、阀门等检查	0.0036	4.0
2	湾探101H井采气井场	NMHC	0.0024		0.0024	4.0
3	盆5天然气处理站新建凝析油储罐	NMHC	0.5837	选用质量可靠的储罐等；定期检查	0.5837	4.0

表 7.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别	环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	85~90dB(A)	噪声	昼 60dB(A)、夜 50dB(A)
废水	压裂返排液	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理	527.96m <sup>3</sup> /a	石油类	/
	酸化返排液		164.6m <sup>3</sup> /a	pH、石油类	/
	废洗井液		50.58t/a	石油类	/
固体废物	清罐底泥	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置	110.82t/a	石油类	/
	废润滑油		0.2t/a	石油类	/
	废润滑油桶		0.02t/a	石油类	/
	沾油废防渗材料		0.14t/a	石油类	/
	废含油抹布及劳保用品		0.1t/a	石油类	/

## 7.5 环境监测与监控

### 7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实施环境监理。

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，确保项目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 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3) 防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷	1) 管线选线是否满足环评要求。	

序号	场地	监督内容	监理要求
	建设现场	2) 管线施工作业是否超越了施工宽度; 3) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 4) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被; 5) 单井采气管线两侧草方格铺设情况。	
3	其他	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为; 3) 巡检道路两侧、电杆底部草方格铺设情况。	

### (3) 开展施工期监测

施工期重点监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况, 如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等。

### 7.5.2 运营期环境监测计划

本项目涉及盆5天然气处理站的扩建, 根据中国石油新疆油田分公司采气一厂《新疆油田公司采气一厂2024年自行监测方案》(2024年1月)可知, 盆5天然气处理站涉及的污染源和环境质量已纳入采气一厂年度例行监测计划中, 监测内容包括: 盆5天然气处理站中的3台热水锅炉废气、厂界无组织废气、厂界噪声和土壤质量的监测。其中盆5天然气处理站3台热水锅炉废气燃烧产生的废气通过烟囱直接排入大气环境, 排放方式属于直排, 属于一般排放口。《新疆油田公司采气一厂2024年自行监测方案》(2024年1月)中涉及盆5天然气处理站的监测内容具体如下:

盆5天然气处理站有组织废气监测计划见表7.5-2。

表7.5-2 盆5天然气处理站有组织废气监测计划

排放源类型	排放源编号	排放源位置坐标	锅炉或燃气轮机规模(kW)	监测指标	监测频次	监测方式	处理设施名称	排气筒高度(m)	排放方式	排放去向	采样孔数个数	采样点个数
盆5处理站热水锅炉	1#热水锅炉 DA1209	/	/	氮氧化物 二氧化硫、颗粒物、烟气黑度、烟气参数	1次/月 1次/年	手工监测	/	8	有组织排放	环境空气	1	1

盆5处理站热水锅炉	2#热水锅炉 DA1210	/	/	氮氧化物	1次/月	手工监测	/	8	有组织排放	环境空气	1	1
				二氧化硫、颗粒物、烟气黑度、烟气参数	1次/年							
盆5公寓热水锅炉	DA1179	/	/	氮氧化物	1次/月	手工监测	/	8	有组织排放	环境空气	1	1
				二氧化硫、颗粒物、烟气黑度、烟气参数	1次/年							
				二氧化硫、颗粒物、烟气黑度、烟气参数	1次/年							

盆5天然气处理站无组织废气源主要为凝析油、液化气储罐及生产过程等，在储罐储存和各生产工序生产过程中产生的无组织挥发性有机物，主要为非甲烷总烃。无组织废气监测计划见表7.5-3。

表7.5-3 盆5天然气处理站内无组织废气监测计划

排放源类型	排放源名称	监测指标	监测方式	监测频次
无组织废气	盆5处理站厂界	非甲烷总烃	手工监测	每季度一次
	设备动静密封点泄漏检测(LDAR)	泄漏检测值	手工监测	1次/半年

盆5天然气处理站噪声监测点为厂界四周，执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准限值要求。噪声监测计划见表7.5-4。

表7.5-4 噪声监测计划

排放源	监测指标	监测频次	监测标准
盆5天然气处理站	厂界噪声	1次/季度，每次昼夜各一次	昼60db(A) 夜50db(A)

盆5天然气处理站土壤监测主要为盆5天然气处理站厂界外、处理站内土壤，各监测因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1中筛选值二类用地限值要求，石油烃执行表2中筛选值二类用地限值要求。土壤监测计划见表7.5-5。

表 7.5-5 土壤环境质量监测计划

监测点 辖属	采样地点/被测对象	监测点 编号	监测点位 置坐标	监测点类 型	监测指标	监测频次	监测方式
盆5采 气作业 区	盆5处理站凝析油罐 区东侧、西侧各布设 一个表层土监测点	/	/	表层土	GB 36600 - 2018《土壤环 境质量建设用 地土壤污染风 险管控标准 (试行)》表 1基本项目及 表2中石油烃 (备注:首次 测全项,后期 监测特征污染 物)	每年一次	自行监测

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求,《新疆油田公司采气一厂2024年自行监测方案》(2024年1月)中盆5天然气处理站监测计划可满足要求,依托原有监测计划即可,无需重新制定。

本项目周围2km范围内无声环境敏感目标,本次运营不开展采气井场的噪声和废气的监测,对采气井场的土壤、地下水和生态环境监测制定监测计划,具体见表7.5-6。

表 7.5-6 生态环境监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率
生态环境	污染源	临时占地范围内	植被覆盖率、植物多样性 组成	施工期并延续 至正式投运后 5年内,1次/5 年
	环境质量	临时占地范围外300m范 围内	植被覆盖率、植物多样性 组成	1次/3年
土壤环境		采气井场	石油类、石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、 石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、六价 铬	1次/5年
地下水		现有地下水井,不少于1个监测点	pH、石油类、石油烃(C <sub>6</sub> - C <sub>9</sub> )、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、 砷、六价铬	1次/半年

注:当地下水监测指标出现异常时,可按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测;当土壤监测指标出现异常时,可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)和参照执行的《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中均未对石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)和石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)两个监测因子的标准限值做出规定,《土壤

环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（ $C_6-C_9$ ）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃（ $C_6-C_9$ ）和石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（ $C_6-C_9$ ）的环境质量现状监测工作，待石油烃（ $C_6-C_9$ ）和石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。

### 7.5.3 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，根据建设进度分期开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见表 7.5-7。

表 7.5-7 工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源		污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织挥发性废气	NMHC	莫西1井井场	采用密闭集输工艺, 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; 定期对站场内各设备、阀门等	达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)
		NMHC	湾探101H井井场		达标排放	
		NMHC	盆5天然气处理站		用质量可靠的储罐等; 定期检查	
废水	井下作业废液	石油类、悬浮物	莫西1井和湾探101H井井场	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理	处理达标后回注地层	出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) IV级要求
噪声	各类机泵	噪声	莫西1井和湾探101H井井场	隔声、基础减振, 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
固体废物	清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品		莫西1井、湾探101H井井场、盆5天然气处理站	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置		签订处置协议, 落实危险废物转移联单
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	采气井场、单井采气管线、道路、输电线路和电杆	严格控制占地范围, 井场砾石铺垫或地面硬化	砾石铺垫或地面硬化	
				管线管沟开挖时产生的土方, 采用防尘布(或网)进行苫盖。	临时土方苫盖情况	
				施工结束后对场地进行清理、平整	管线沿线平整情况	
				按正式征地文件进行经济补偿	是否按征地文件进行经济补偿	
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复	管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况	
单井采气管线、巡检道路两侧和电杆底部铺设草方格	草方格铺设情况					
防渗措施	井场、站场的防渗措施					
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					

## 8 环境影响经济损益分析

### 8.1 环境社会效益分析

#### 8.1.1 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他环境损失。

占地主要为采气井场、单井采气管线、输电线路和电杆等工程占地，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。

本项目施工期较短，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；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，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起设备和管线泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。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。

#### 8.1.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在项目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。油气田开发是支持当地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。

## 8.2 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于工程占地会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。

## 9 结论与建议

### 9.1 建设项目概况

本次拟将莫西1井和湾探101H井由勘探井转为生产井，新建采气井场2座、电加热节流橇1座、计量分离器橇1座，新建单井采气管线9.9km；在盆5天然气处理站新建2座60m<sup>3</sup>凝析油储罐，配套建设供配电、仪表自动化、消防、给排水等公辅工程。项目总投资1352.27万元，环保投资约125万元，占总投资的9.24%。

### 9.2 环境质量现状

#### (1) 环境空气

项目所在地玛纳斯县环境空气质量基本污染物中除了PM<sub>10</sub>和PM<sub>2.5</sub>超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区，超标原因主要与当地风沙季有一定的关系；NMHC满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值2.0mg/m<sup>3</sup>要求，H<sub>2</sub>S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

地下水各监测因子中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求，其余监测因子中除了溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、总硬度、钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，超标原因是天然背景值偏高。

#### (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。

#### (4) 土壤

项目占地范围内土壤各监测因子和占地范围外石油烃、六价铬监测浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外其余监测因子监测浓度均满足《土壤环境质量

农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值要求。

### 9.3 主要环境影响及环保措施

#### 9.3.1 主要环境影响

##### （1）生态环境

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对植物、野生动物、生态系统功能和结构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。项目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，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

##### （2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为井场阀门、法兰等动静密封点及盆5天然气处理站新建凝析油储罐“大、小呼吸”及装卸过程中排放的无组织废气，采取相应的污染防治措施后，采气井场和盆5天然气处理站厂界浓度可满足《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，各污染物预测贡献值较低，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

##### （3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；运营期井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为单井采气管线发生泄漏，泄漏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。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

#### (4) 噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为井场井下作业时的各类机泵和巡检车辆等，源强80~95dB(A)，根据预测采气井场、橇装天然气处理装置厂界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

#### (5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，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填埋处理。运营期固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布及劳保用品，废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录(2025年版)》HW49其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录(2025年版)》HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置；清罐底泥不贮存，直接交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### (6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期加强废水和固体废物管理，新建采气井场进行砾石铺垫，加强井场的设备、阀门、法兰和管线以及盆5天然气处理站新建凝析油储罐的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成凝析油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

### (7) 环境风险

运营期涉及的风险物质为天然气和凝析油，风险潜势为I，可能发生的风险事故类型主要为天然气和凝析油泄漏，发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期管线和储罐发生破损造成天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。发生事故后，在严格落实本报告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。

## 9.3.2 环境保护措施

### (1) 生态环境

单井采气管线选线过程中在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。采用草方格固沙，新建单井采气管线、巡检道路两侧以及电杆底部铺设草方格；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。建设单位应当按照《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》等相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。加强施工期环境监理。

### (2) 大气环境

施工期合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。施工结束后尽快对施工场地进行整理

和平整，减少风蚀量。加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

运营期两口井井口采出物通过单井采气管线管输至天然气处理站，油气集输采用密闭工艺流程；选用质量可靠的设备、仪表、阀门和罐体等；定期对采气井场设备、阀门和管线及益5天然气处理站新建凝析油储罐等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生；事故状态下，井口天然气通过放喷管输送至放喷池处，进行燃烧放空。

### （3）水环境

施工期管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

运营期井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层。

### （4）噪声

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

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

### （5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。运营期固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润

滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布及劳保用品，废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置；清罐底泥不贮存，直接交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。

#### （6）土壤环境

施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的建筑垃圾不得随意抛撒，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。

运营期井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，危险废物清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置；采气井场采用砾石铺垫，井场和盆5天然气处理站新建凝析油储罐位置处采取分区防渗措施，加强站内各类设备的检维修，避免“跑冒滴漏”等情况的产生。

#### （7）环境风险

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；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；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，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

②采气井场各设备及盆5天然气处理站新建凝析油储罐均采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；对操作、维修人员进行培训，持证上岗；对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空；加强管线接口的检查

工作，防止腐蚀穿孔；定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换；配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

③定期对单井采气管线进行巡检，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；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；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，定期对管线进行超声波检查；定期对单井采气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；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。

④采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

⑤项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》。2024年10月，盆5天然气处理站已暂时封堵停运，随着本项目的投产，盆5天然气处理站将重新开始生产运行，本次环评要求采气一厂在本项目投产前，根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别等进行修改完善，重新修订现有应急预案，将本次新投产的采气井纳入突发环境事件应急预案体系，并进行重新备案应急预案。

#### 9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于采气井场、橇装天然气处理装置、管线、输电线路等都占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

## 9.5 环境管理与监测计划结论

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

## 9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。

## 9.7 总结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气能实现“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；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。