# 塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整

# 生态环境影响报告书

（公示稿）

建设单位： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位： 新疆天合环境技术咨询有限公司

**2026年11月**

# 项 目 区 掠 影

# 目 录

**1.概述.....1**

1.1 建设项目特点.....1
1.2 环境影响评价的工作过程.....2
1.3 分析判定相关情况.....5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....6
1.5 环境影响评价的主要结论.....6

**2.总则.....7**

2.1 编制依据.....7
2.2 评价目的与原则.....12
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....13
2.4 环境功能区划及评价标准.....17
2.5 评价工作等级和评价范围.....22
2.6 环境保护目标.....32
2.7 评价内容和评价重点.....33
2.8 评价时段和评价方法.....34

**3.建设项目工程分析.....35**

3.1 区块开发现状及环境影响回顾.....35
3.2 现有工程.....38
3.3 本项目.....48
3.4 工程分析.....82
3.5 相关政策法规、规划符合性分析.....114
3.6 选址、选线合理性分析.....130

**4.环境现状调查与评价..... 132**

4.1 自然环境概况.....132
4.2 生态环境现状调查与评价.....136
4.3 地下水环境现状调查与评价.....149
4.4 土壤环境现状调查与评价.....163
4.5 环境空气质量现状调查与评价.....176
4.6 声环境现状调查与评价.....179

**5.环境影响预测与评价 ..... 181**

5.1 生态环境影响分析 ..... 181
5.2 地下水环境影响分析 ..... 190
5.3 地表水环境影响评价 ..... 202
5.4 土壤环境影响评价 ..... 204
5.5 大气环境影响评价 ..... 211
5.6 声环境影响分析与评价 ..... 218
5.7 固体废物影响分析 ..... 227
5.8 环境风险评价 ..... 231

**6.环境保护措施可行性论证 ..... 249**

6.1 生态保护措施可行性论证 ..... 249
6.2 地下水环境保护措施可行性论证 ..... 255
6.3 地表水环境保护措施可行性论证 ..... 262
6.4 土壤环境保护措施可行性论证 ..... 264
6.5 大气环境保护措施可行性论证 ..... 266
6.6 声环境保护措施可行性论证 ..... 269
6.7 固体废物处理措施可行性论证 ..... 270

**7.温室气体排放影响评价 ..... 272**

7.1 温室气体排放分析 ..... 272
7.2 减污降碳措施 ..... 279
7.3 温室气体排放评价结论 ..... 280

**8 环境影响经济损益分析 ..... 281**

8.1 环境效益分析 ..... 281
8.2 社会效益分析 ..... 282
8.3 综合效益分析 ..... 282
8.4 环境经济损益分析结论 ..... 284

**9.环境管理与监测计划 ..... 285**

9.1 环境管理 ..... 285
9.2 企业环境信息披露 ..... 289
9.3 污染物排放清单 ..... 290
9.4 生态环境监测 ..... 291

9.5 环保设施“三同时”验收 ..... 293

**10.结论 ..... 297**

10.1 建设项目情况 ..... 297
10.2 产业政策、选址符合性 ..... 297
10.3 环境质量现状 ..... 298
10.4 污染物排放情况 ..... 299
10.5 主要环境影响 ..... 300
10.6 环境保护措施 ..... 303
10.7 公众意见采纳情况 ..... 304
10.8 环境影响经济损益分析 ..... 304
10.9 环境管理与监测计划 ..... 304
10.10 项目可行性结论 ..... 304

# 1.概述

## 1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积$56\times10^4km^2$，石油资源储量约为$107.6\times10^8t$，天然气资源储量约为$8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破3000万吨，是中国特大型油田之一。

按照塔里木油田分公司总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。富满油田作为塔北-塔中大油气区的主力区块，2025年预计建成产油$400\times10^4t/a$、产气$1.46\times10^9m^3/a$的规模，稳产7年，富满油田分为富满油田I区、富满油田II区及富满油田III区，其中富满油田I区包括跃满、富源、富源I、哈得、玉科等区块，富满油田II区包括果勒西、果勒、果勒东I、满深、富源III、富源IV等区块，富满油田III区正在探索，已部署阿满3井。

为了满足富满油田产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资38023万元在新疆阿克苏地区沙雅县境内富满油田内实施“塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整”（以下简称“本项目”），主要建设内容包括：（1）钻井工程：老井利用8口（富源210-H18C、富源212-H4、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源215-H1、富源216-H12、满深303），新钻井2口（富源212-H2、富源216-H5），加深井2口（富源212HJS2、富源216-H4JS）；（2）站场工程：新建标准化采油井场3座（富源212-H2、富源216-H5、富源216-H14），注气井场改造8座（富源210-H18C、富源216-H12、富源216-H4、富源216-H4JS、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源212-H2），满深联合站制氮站新建1台10万方/天二段氮气压缩机，富源212增压站新建1台10万方/天二段氮气压缩机；（3）集输工程：新建单井集油管道14km、注气管道23.6km；（4）配套工程：新建施工便道5.87km，新建35kV电力线路8km，10kV电力线路7km，配套供配电、自控、通信、土建、防腐等公用工程。新建产能4.93万吨，项目总投资38023万元，其中环保投资476.2万元，占总投资的1.25%。

## 1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于石油开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和新水水保〔2019〕4号，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业07 7 陆地石油开采0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”，应编制环境影响报告书。

2026年10月13日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于2026年10月和11月对本项目评价区域环境空气、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。

环评报告编制期间，建设单位于2026年10月14日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示；环境影响报告书征求意见稿完成后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2026年11月16日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第二次公示。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

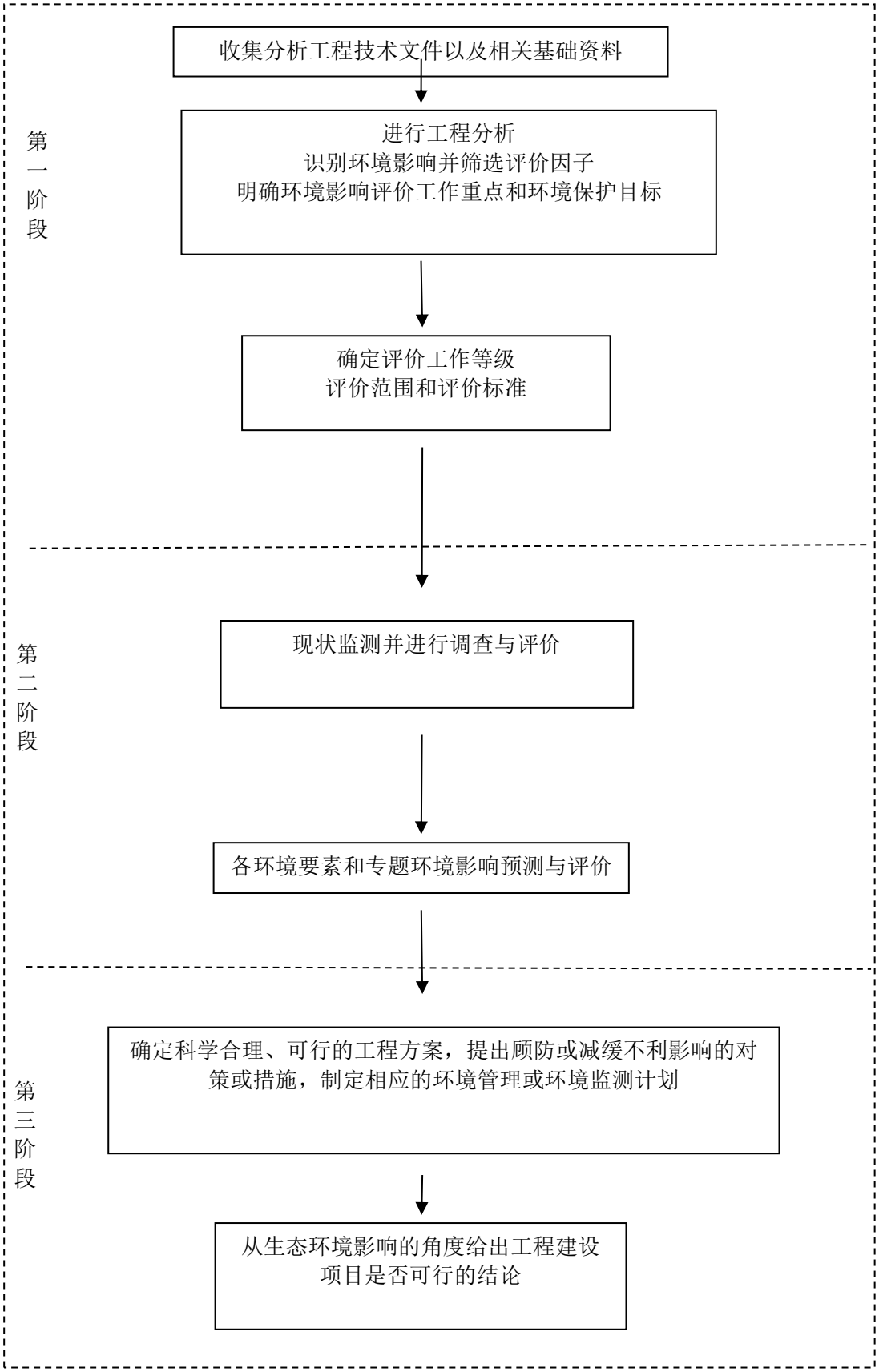


**图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）**

## 1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，属于塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。本项目推荐方案选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

本项目距生态保护红线（塔里木河流土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为15.2km，不在生态保护红线内；工程采取密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出液一起进入满深联合站污水处理设施处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建

设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

## 1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的施工扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、$H_2S$，采出水、井下作业废水、落地油、废防渗材料等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于井场、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内。重点保护目标是：评价范围内分布的荒漠动植物及其生境、塔里木河流域水土流失重点治理区。

## 1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址选线合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

# 2.总则

## 2.1 编制依据

### 2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表2.1-1。

表2.1-1 环境保护法律一览表

| 序号 | 依据名称 | 会议、主席令、文号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| 1 | 中华人民共和国生态环境法典（2026年） | 14届人大第4次会议 | 2026-03-12 |
| 2 | 中华人民共和国水法（2016年修正） | 12届人大第21次会议 | 2016-07-02 |
| 3 | 中华人民共和国草原法（2021年修正） | 13届人大第28次会议 | 2021-04-29 |
| 4 | 中华人民共和国水土保持法（2010年修订） | 11届人大第18次会议 | 2011-03-01 |
| 5 | 中华人民共和国节约能源法（2016年修正） | 12届人大第21次会议 | 2016-07-02 |
| 6 | 中华人民共和国土地管理法（2019年修订） | 13届人大第12次会议 | 2020-01-01 |
| 7 | 中华人民共和国防洪法（2016年修正） | 12届人大第21次会议 | 2016-07-02 |
| 8 | 中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正） | 13届人大第38次会议 | 2023-05-01 |
| 9 | 中华人民共和国石油天然气管道保护法 | 11届人大第15次会议 | 2010-10-01 |
| 10 | 中华人民共和国突发事件应对法（2024年修订） | 14届人大第10次会议 | 2024-11-01 |
| 11 | 中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正） | 13届人大第6次会议 | 2018-10-26 |
| 12 | 中华人民共和国安全生产法（2021年修正） | 13届人大第29次会议 | 2021-09-01 |
| 13 | 中华人民共和国矿产资源法（2024年修正） | 14届人大第12次会议 | 2025-07-01 |

### 2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

| 序号 | 依据名称 | 会议、主席令、文号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| **一** | **行政法规与国务院发布的规范性文件** | | |
| 1 | 建设项目环境保护管理条例（2017年修正） | 国务院令682号 | 2017-10-01 |
| 2 | 中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正） | 国务院令687号 | 2017-10-07 |
| 3 | 危险化学品安全管理条例（2013年修正） | 国务院令645号 | 2013-12-07 |
| 4 | 中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订） | 国务院令第743号 | 2021-09-01 |
| 5 | 国务院关于印发水污染防治行动计划的通知 | 国发〔2015〕17号 | 2015-04-02 |
| 6 | 国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知 | 国发〔2023〕24号 | 2023-11-30 |
| 7 | 国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知 | 国发〔2016〕31号 | 2016-05-28 |
| 8 | 中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见 | 中发〔2018〕17号 | 2018-06-16 |
| 9 | 中华人民共和国森林法实施条例 | 国务院令第278号 | 2018-03-19 |
| 10 | 国务院关于加强环境保护重点工作的意见 | 国发〔2012〕35号 | 2011-10-17 |
| 11 | 排污许可管理条例 | 国务院令第736号 | 2021-03-01 |
| 12 | 中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见 | 国务院〔2021〕32号 | 2021-11-02 |
| 13 | 地下水管理条例 | 中华人民共和国国务院令第748号公布 | 2021-12-01 |
| 14 | 中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订） | 国务院令第743号 | 2021-09-01 |
| 15 | 中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正） | 国务院令第666号 | 2016-02-06 |
| 16 | 突发事件应急预案管理办法 | 国办发〔2024〕5号 | 2024-01-31 |
| 17 | 国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知 | 国发〔2023〕24号 | 2023-12-07 |
| 18 | 中共中央办公厅、国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见 | —— | 2024-03-06 |
| **二** | **部门规章与部门发布的规范性文件** | | |
| 1 | 建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版） | 生态环境部令第16号 | 2021-01-01 |
| 2 | 环境影响评价公众参与办法 | 生态环境部令第4号 | 2019-01-01 |
| 3 | 关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知 | 环发〔2015〕4号 | 2015-01-08 |
| 4 | 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、国家卫生健康委员会令第36号公布 | 2025-01-01 |
| 5 | 产业结构调整指导目录（2024年本） | 国家发展和改革委员会令第7号 | 2024-02-01 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 6 | 关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知 | 环发〔2012〕77号 | 2012-07-03 |
| 7 | 关于加强西部地区环境影响评价工作的通知 | 环发〔2011〕150号 | 2011-12-29 |
| 8 | 关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知 | 环发〔2012〕98号 | 2012-08-07 |
| 9 | 关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见 | 环发〔2013〕16号 | 2013-01-22 |
| 10 | 关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见 | 环环评〔2018〕11号 | 2018-01-25 |
| 11 | 关于印发地下水污染防治实施方案的通知 | 环土壤〔2019〕25号 | 2019-03-28 |
| 12 | 关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知 | 环办环评函〔2019〕910号 | 2019-12-13 |
| 13 | 关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知 | 环办生态〔2017〕48 号 | 2017-05-27 |
| 14 | 石油天然气开采业污染防治技术政策 | 环保部公告2012年第18号 | 2012-03-17 |
| 15 | 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 | 2013-09-01 |
| 16 | 危险废物转移管理办法 | 生态环境部 公安部 交通运输部23号令 | 2021-11-30 |
| 17 | 建设项目危险废物环境影响评价技术指南 | 生态环境部公告 2017年 第43号 | 2017-10-01 |
| 18 | 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 | 2021-12-21 |
| 19 | 关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函 | 环办环评函〔2019〕590号 | 2019-06-30 |
| 20 | 危险废物排除管理清单（2021年版） | 生态环境部公告2021年第66号 | 2021-12-03 |
| 21 | 挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策 | 生态环境部公告2013年第31号 | 2013-05-24 |
| 22 | 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 | 2021-08-04 |
| 23 | 石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行） | 国家发展改革委公告2009第3号 | 2009-02-19 |
| 24 | 国家重点保护野生植物名录（2021年） | 国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号 | 2021-09-07 |
| 25 | 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 | 2021-02-05 |
| 26 | 关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知 | 环办〔2013〕103号 | 2014-01-01 |
| 27 | 关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告 | 国环规环评〔2017〕4号 | 2017-11-20 |
| 28 | 突发环境事件应急管理办法 | 环境保护部令第34号 | 2015-06-05 |
| 29 | 关于规范临时用地管理的通知 | 自然资规〔2021〕2号 | 2021-11-04 |
| 30 | 关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》 | 生态环境部公告2021年第24号 | 2021-06-11 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **三** | **地方性法规及通知** | | |
| 1 | 新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正） | 自治区13届人大第6次会议 | 2018-09-21 |
| 2 | 新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正） | 自治区13届人大第6次会议 | 2018-09-21 |
| 3 | 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 | 2016-10-27 |
| 4 | 新疆维吾尔自治区大气污染防治条例 | 自治区13届人大第7次会议 | 2019-01-01 |
| 5 | 新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订） | 自治区12届人大第29次会议 | 2017-07-01 |
| 6 | 新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案 | 新政办发〔2024〕58号 | 2024-12-10 |
| 7 | 新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知 | 新政发〔2023〕63号 | 2023-12-29 |
| 8 | 新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订） | 新政发〔2022〕75号 | 2022-09-18 |
| 9 | 新疆生态功能区划 | 新政函〔2005〕96号 | 2005-07-14 |
| 10 | 关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知 | 新政发〔2014〕35号 | 2014-04-17 |
| 11 | 关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知 | 新政发〔2016〕21号 | 2016-01-29 |
| 12 | 关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知 | 新政发〔2017〕25号 | 2017-03-01 |
| 13 | 新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年） | 新环发〔2024〕93号 | 2024-06-09 |
| 14 | 转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》 | 新环办发〔2018〕80号 | 2018-03-27 |
| 15 | 关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知 | 新环发〔2018〕133号 | 2018-09-06 |
| 16 | 关于含油污泥处置有关事宜的通知 | 新环办发〔2018〕20号 | 2018-12-20 |
| 17 | 自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知 | 新党发〔2018〕23号 | 2018-09-04 |
| 18 | 转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知 | 新环评价发〔2020〕142号 | 2020-07-29 |
| 19 | 关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知 | 新环环评发〔2020〕162号 | 2020-09-11 |
| 20 | 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 | 2020-09-04 |
| 21 | 新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法 | 2013年7月31日修订 | 2013-10-01 |
| 22 | 新疆维吾尔自治区主体功能区规划 | 自治区发展和改革委员会 | 2012-10 |
| 23 | 新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年） | 国函〔2024〕70号 | 2024-05-17 |
| 24 | 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 | 2024-11-15 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 25 | 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 | 2021-07-26 |
| 26 | 阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版） | 阿地环字〔2024〕32号 | 2024-10-28 |
| 27 | 关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见 | 新环审〔2022〕147号 | 2022-07-25 |
| 28 | 关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知 | 新环办环评〔2024〕20号 | 2024-03-25 |
| 29 | 新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法 | 自治区14届人大第16次会议 | 2025-1-1 |

### 2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表2.1-3。

**表2.1-3　环境保护技术规范一览表**

| 序号 | 依据名称 | 标准号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| 1 | 建设项目环境影响评价技术导则　总纲 | HJ2.1-2016 | 2017-01-01 |
| 2 | 环境影响评价技术导则　大气环境 | HJ2.2-2018 | 2018-12-01 |
| 3 | 环境影响评价技术导则 地表水环境 | HJ2.3-2018 | 2019-03-01 |
| 4 | 环境影响评价技术导则　声环境 | HJ2.4-2021 | 2022-07-01 |
| 5 | 环境影响评价技术导则　生态影响 | HJ19-2022 | 2022-07-01 |
| 6 | 环境影响评价技术导则　地下水环境 | HJ610-2016 | 2016-01-07 |
| 7 | 环境影响评价技术导则　陆地石油天然气开发建设项目 | HJ349-2023 | 2024-01-01 |
| 8 | 建设项目环境风险评价技术导则 | HJ169-2018 | 2019-03-01 |
| 9 | 环境影响评价技术导则　土壤环境（试行） | HJ964-2018 | 2019-07-01 |
| 10 | 水土保持综合治理技术规范 | GB/T16453.1~6-2008 | 2009-02-01 |
| 11 | 开发建设项目水土保持技术规范 | GB50433-2008 | 2008-07-01 |
| 12 | 危险化学品重大危险源辨识 | GB18218-2018 | 2018-11-19 |
| 13 | 危险废物收集 贮存 运输技术规范 | HJ 2025-2012 | 2013-03-01 |
| 14 | 石油天然气工业健康、安全与环境管理体系 | SY/T6276-2014 | 2015-03-01 |
| 15 | 石油化工企业环境保护设计规范 | SH/T3024-2017 | 2018-01-01 |
| 16 | 危险废物贮存污染控制标准 | GB18597-2023 | 2023-02-03 |
| 17 | 油气田含油污泥综合利用污染控制要求 | DB 65/T 3998-2017 | 2017-05-30 |
| 18 | 碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法 | SY/T5329-2022 | 2022-11-04 |
| 19 | 陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求 | SY/T301-2016 | 2017-05-01 |
| 20 | 陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范 | DZ/T0317-2018 | 2018-10-01 |
| 21 | 油田注水工程设计规范 | GB50391-2014 | 2015-05-01 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 22 | 石油天然气工业套管和油管的维护和使用 | GB/T 17745-2011 | 2011-10-01 |
| 23 | 石油化工工程防渗技术规范 | GB/T 50934 | 2014-06-01 |
| 24 | 油田注水工程施工技术规范 | SY/T 4122-2020 | 2021-02-01 |
| 25 | 陆上石油天然气生产环境保护推荐做法 | SY/T6628-2005 | 2005-11-01 |
| 26 | 废弃井及长停井处置指南 | SY/T6646-2017 | 2018-03-01 |
| 27 | 生物多样性观测技术导则 | HJ710.1~13-2014 | 2015-01-01 |
| 28 | 污染源源强核算技术指南 准则 | HJ884-2018 | 2018-03-17 |
| 29 | 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 | 2022-07-01 |
| 30 | 危险废物管理计划和管理台账制定技术导则 | HJ1259—2022 | 2022-10-01 |
| 31 | 石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范 | GBT/43936-2024 | 2024-08-01 |
| 32 | 陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范 | SY/T7784-2024 | 2025-03-24 |
| 33 | 印发《固体废物综合治理行动计划》的通知 | 国发〔2025〕14号 | 2025-12-27 |

### 2.1.4 相关文件及技术资料

（1）塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

### 2.2.2 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

## 2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

### 2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程、管线敷设、配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表2.3-1。

**表2.3-1　施工期环境影响因素识别**

| 序号 | 时段 | 主要影响因素 | 主要环境影响因子 | 分析结果 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 施工期 | 井场 | 占地、动植物影响 | - |
| | | 管线建设 | 破坏土壤和植被 | - |
| | | | 引起水土流失 | - |
| | | | 影响土地利用 | - |
| | | | 声环境 | - |
| | | | 改变自然景观 | - |
| | | | 影响道路交通 | - |
| | | 生活污水 | COD、$BOD_5$、$NH_3$-N | - |

| 序号 | 时段 | 主要影响因素 | 主要环境影响因子 | 分析结果 |
|---|---|---|---|---|
| | | 钻井废水 | 悬浮物、石油类、COD | - |
| | | 施工机械和车辆尾气 | $NO_2$、CO、$SO_2$、烃类挥发 | - |
| | | 施工垃圾和生活垃圾 | 污染土壤环境 | - |
| | | 钻井泥浆、岩屑 | 污染土壤环境 | - |
| | | 施工机械和车辆噪声 | 影响声环境质量 | - |
| 2 | 运营期（正常工况） | 采出水 | 石油类 | - |
| | | 井下作业废水 | 石油类 | - |
| | | 无组织废气 | 非甲烷总烃、$H_2S$ | - |
| | | 设备噪声 | 影响声环境质量 | - |
| | | 落地油、废防渗材料 | 土壤、地下水 | - |
| | | 原油生产 | 对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善 | ++ |
| 3 | 运营期（事故工况） | 集输管线破损泄漏 | 污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险 | - |
| 4 | 退役期 | 封堵井眼，拆除地面装置 | 固废 | - |
| | | 场地恢复 | 生态 | + |

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”为正影响较大；“+”为正影响较小。

### 2.3.2 评价因子

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），本项目评价因子见表2.3-2。

表 2.3-2　　评价因子一览表

| 环境要素单项工程 | 时期 | 大气 | 地表水 | 地下水 | 土壤 | 生态 | 噪声 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 钻前工程 | 施工期 | 颗粒物 | / | 耗氧量、氨氮 | / | 地表扰动面积及类型、生态系统完整性 | 等效连续A声级（Leq） |
| 钻井工程 | 施工期 | $SO_2$、$NO_x$、非甲烷总烃 | / | pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体 | 石油烃($C_{10}$-$C_{40}$) | 地表扰动面积及类型、生态系统完整性 | 等效连续A声级（Leq） |
| 储层改造工程 | 施工期 | 颗粒物、$SO_2$、NOx、非甲烷总烃 | / | pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体 | 石油烃($C_{10}$-$C_{40}$) | / | 等效连续A声级（Leq） |
| 油气开采、集输工程 | 现状调查 | $PM_{10}$、$PM_{2.5}$、$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$、非甲烷总烃、$H_2S$ | / | pH、水位埋深、井深、$K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物 | 占地范围内：石油烃($C_{10}$-$C_{40}$)、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘；占地范围外：石油烃($C_{10}$-$C_{40}$)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍；其他：理化性 | A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。<br>B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。<br>C.调查区域存在的主要生态问题。 | 等效连续A声级（Leq） |

| 环境要素单项工程 | 时期 | 大气 | 地表水 | 地下水 | 土壤 | 生态 | 噪声 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 质、含盐量等调查。 | | |
| | 施工期 | 颗粒物 | 废水综合利用不外排的可行性和可靠性 | 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 | 昼、夜间等效声级（$L_d$、$L_n$） |
| | 运营期 | 非甲烷总烃、$H_2S$ | | | 石油烃($C_{10}$-$C_{40}$)、盐分含量 | 土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等 | 昼、夜间等效声级（$L_d$、$L_n$） |

## 2.4 环境功能区划及评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### 2.4.1.1 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表2.4-1。

**表2.4-1　　区域生态功能区划**

| 项　目 | | 主　要　内　容 |
|---|---|---|
| 生态功能分区单元 | 生态区 | 塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区 |
| | 生态亚区 | 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区 |
| | 生态功能区 | 塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区 |
| 主要生态服务功能 | | 沙漠景观、风沙源地、油气资源 |
| 主要生态环境问题 | | 风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染 |
| 主要生态敏感因子、敏感程度 | | 生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感 |
| 主要保护目标 | | 保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹 |
| 适宜发展方向 | | 加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游 |

由表2.4-1可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

#### 2.4.1.2 水环境功能区划

本项目位于塔克拉玛干沙漠北缘，与地表水无水力联系。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

#### 2.4.1.3 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的要求，项目所在区域属于二类功能区。

#### 2.4.1.4 声环境功能区划

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为2类声环境功能区。

### 2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中$SO_2$、$NO_2$、$PM_{2.5}$、$PM_{10}$、CO、$O_3$六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，$H_2S$参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。指标标准取值见表2.4-2。

**表2.4-2　环境空气质量标准**

| 序号 | 评价因子 | 二级标准限值（μg/m³） | | | 标准来源 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 年平均 | 24小时平均 | 1小时平均 | |
| 1 | 二氧化硫（$SO_2$） | 60 | 150 | 500 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准 |
| 2 | 二氧化氮（$NO_2$） | 40 | 80 | 200 | |
| 3 | 细颗粒物（$PM_{2.5}$） | 30 | 60 | / | |
| 4 | 可吸入颗粒物（$PM_{10}$） | 60 | 120 | / | |
| 5 | 一氧化碳（CO） | / | 4000 | 10000 | |
| 6 | 臭氧（$O_3$） | / | 160 | 200 | |
| 7 | 非甲烷总烃（NMHC） | / | / | 2000 | 参考《大气污染物综合排放标准》详解 |
| 8 | 硫化氢（$H_2S$） | / | / | 10 | 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值 |

（2）水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的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。具体标准值见表2.4-3。

**表2.4-3　地下水质量标准值**

| 序号 | 项目 | 标准限值 | 序号 | 项目 | 标准限值 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | pH（无量纲） | 6.5~8.5 | 16 | 亚硝酸盐氮（以N计） | ≤1.0 |

| 序号 | 项目 | 标准限值 | 序号 | 项目 | 标准限值 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 总硬度（以 $CaCO_3$ 计） | ≤450 | 17 | 硝酸盐（以 N 计） | ≤20 |
| 3 | 溶解性总固体 | ≤1000 | 18 | 氟化物 | ≤1.0 |
| 4 | 硫酸盐 | ≤250 | 19 | 汞 | ≤0.001 |
| 5 | 氯化物 | ≤250 | 20 | 砷 | ≤0.01 |
| 6 | 铁 | ≤0.3 | 21 | 镉 | ≤0.005 |
| 7 | 锰 | ≤0.10 | 22 | 六价铬 | ≤0.05 |
| 8 | 挥发酚（以苯酚计） | ≤0.002 | 23 | 铅 | ≤0.01 |
| 9 | 耗氧量（CODMn 法，以 $O_2$ 计） | ≤3.0 | 24 | 钾 | / |
| 10 | 氨氮（以 N 计） | ≤0.50 | 25 | 钙 | / |
| 11 | 硫化物 | ≤0.2 | 26 | 镁 | / |
| 12 | 钠 | ≤200 | 27 | 碳酸盐 | / |
| 13 | 总大肠菌群（CFU/100mL） | ≤3.0 | 28 | 碳酸氢盐 | / |
| 14 | 细菌总数（CFU/mL） | ≤100 | 29 | 石油类 | ≤0.05 |
| 15 | 氰化物 | ≤0.05 | | | |

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

（4）土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《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第二类用地筛选值标准，见表2.4-4；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筛选值标准。根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤pH＞7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中所列筛选值标准，见表2.4-5。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）表2第二类用地筛选值标准。

**表2.4-4 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》**

| 序号 | 污染物项目 | 筛选值（mg/kg） | 管制值（mg/kg） |
|---|---|---|---|

| | | 第一类用地 | 第二类用地 | 第一类用地 | 第二类用地 |
|---|---|---|---|---|---|
| 重金属和无机物 | | | | | |
| 1 | 砷 | 20 | 60 | 120 | 140 |
| 2 | 镉 | 20 | 65 | 47 | 172 |
| 3 | 铬（六价） | 3.0 | 5.7 | 30 | 78 |
| 4 | 铜 | 2000 | 18000 | 8000 | 36000 |
| 5 | 铅 | 400 | 800 | 800 | 2500 |
| 6 | 汞 | 8 | 38 | 33 | 82 |
| 7 | 镍 | 150 | 900 | 600 | 2000 |
| 挥发性有机物 | | | | | |
| 8 | 四氯化碳 | 0.9 | 2.8 | 9 | 36 |
| 9 | 氯仿 | 0.3 | 0.9 | 5 | 10 |
| 10 | 氯甲烷 | 12 | 37 | 21 | 120 |
| 11 | 1，1-二氯乙烷 | 3 | 9 | 20 | 100 |
| 12 | 1，2 二氯乙烷 | 0.52 | 5 | 6 | 21 |
| 13 | 1，1-二氯乙烯 | 12 | 66 | 40 | 200 |
| 14 | 顺-1，2-二氯乙烯 | 66 | 596 | 200 | 2000 |
| 15 | 反-1，2-二氯乙烯 | 10 | 54 | 31 | 163 |
| 16 | 二氯甲烷 | 94 | 616 | 300 | 2000 |
| 17 | 1，2-二氯丙烷 | 1 | 5 | 5 | 47 |
| 18 | 1，1，1，2-四氯乙烷 | 2.6 | 10 | 26 | 100 |
| 19 | 1，1，2，2-四氯乙烷 | 1.6 | 10 | 26 | 100 |
| 20 | 四氯乙烯 | 11 | 53 | 34 | 183 |
| 21 | 1，1，1-三氯乙烷 | 701 | 840 | 840 | 840 |
| 22 | 1，1，2-三氯乙烷 | 0.6 | 2.8 | 5 | 15 |
| 23 | 三氯乙烯 | 0.7 | 2.8 | 7 | 20 |
| 24 | 1，2，3-三氯丙烷 | 0.05 | 0.5 | 0.5 | 5 |
| 25 | 氯乙烯 | 0.12 | 0.43 | 1.2 | 4.3 |
| 26 | 苯 | 1 | 4 | 10 | 40 |
| 27 | 氯苯 | 68 | 270 | 200 | 1000 |
| 28 | 1，2-二氯苯 | 560 | 560 | 560 | 560 |
| 29 | 1，4-二氯苯 | 5.6 | 20 | 56 | 200 |
| 30 | 乙苯 | 7.2 | 28 | 72 | 280 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | 1290 | 1290 | 1290 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 163 | 570 | 500 | 570 |
| 34 | 邻二甲苯 | 222 | 640 | 640 | 640 |
| 半挥发性有机物 | | | | | |
| 35 | 硝基苯 | 34 | 76 | 190 | 760 |
| 36 | 苯胺 | 92 | 260 | 211 | 663 |
| 37 | 2-氯酚 | 250 | 2256 | 500 | 4500 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 55 | 151 | 550 | 1500 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 42 | 䓛 | 490 | 1293 | 4900 | 12900 |
| 43 | 二苯并[a，h]蒽 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 44 | 茚并[1，2，3-cd]芘 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 45 | 萘 | 25 | 70 | 255 | 700 |
| 46 | 石油烃($C_{10}$-$C_{40}$) | 826 | 4500 | 5000 | 9000 |

**表 2.4-5 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》**

| 序号 | 污染物项目① | | 风险筛选值（单位：mg/kg） | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | pH≤5.5 | 5.5<pH≤6.5 | 6.5<pH≤7.5 | pH>7.5 |
| 1 | 镉 | 其他 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.6 |
| 2 | 汞 | 其他 | 1.3 | 1.8 | 2.4 | 3.4 |
| 3 | 砷 | 其他 | 40 | 40 | 30 | 25 |
| 4 | 铅 | 其他 | 70 | 90 | 120 | 170 |
| 5 | 铬 | 其他 | 150 | 150 | 200 | 250 |
| 6 | 铜 | 其他 | 50 | 50 | 100 | 100 |
| 7 | 镍 | | 60 | 70 | 100 | 190 |
| 8 | 锌 | | 200 | 200 | 250 | 300 |
| 注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。<br>②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。 | | | | | | |

### 2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；$H_2S$无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表2.4-6。

**表 2.4-6 大气污染物排放标准值**

| 污染物 | 最高允许排放浓度（mg/m³） | | 标准来源 | |
|---|---|---|---|---|
| 颗粒物 | 1.0 | | 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值 | |
| 非甲烷总烃（厂界） | 4.0 | | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020） | |
| $H_2S$（厂界） | 0.06 | | 《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准 | |
| 污染物 | 排放限值 | 限值含义 | 无组织排放监控位置 | 标准来源 |
| 非甲烷总烃（厂界内） | 10 | 监控点处1h平均浓度值 | 在厂房外设置监控点 | 《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019） |

（2）废水

施工人员生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理，达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，用于荒漠灌溉。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

运营期采出水的主要污染物为悬浮物、石油类，采出水随采出液一起进入满深联合站污水处理设施处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

（3）噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），即昼间70dB（A），夜间55dB；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、天然气、$H_2S$，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

## 2.5 评价工作等级和评价范围

### 2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表2.5-1　生态环境评价等级判定

| 序号 | 导则规定 | 本项目情况 | 评价等级 |
|---|---|---|---|
| 1 | 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 | 不涉及 | / |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | b）涉及自然公园时，评价等级为二级 | 不涉及 | / |
| | c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级 | 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 | 地表水为三级B | / |
| | 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 | 不涉及 | / |
| | f）当工程占地规模大于20km$^2$时（包括永久和临时占用陆域和水域），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 | 本项目新增占地规模小于20km$^2$ | / |
| | g）除本条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 | 三级 | 三级 |
| 2 | 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 | 不涉及 | / |
| 3 | 建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级 | 不涉及 | / |
| 4 | 在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级 | 不涉及 | / |
| 5 | 线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级 | 不涉及 | / |
| 6 | 涉海工程评价等级判定参照GB/T19485 | 不涉及 | / |

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则•生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定本项目采油井场、集输管线、注水井场的生态环境评价工作等级为三级。

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围。生态评价范围见图2.5-1。

### 2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

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》（HJ 349-2023），本项目采油井场、注气井场类别为I类；集输管线类别为II类。

②地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016），项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

**表 2.5-2　　地下水环境敏感程度分级**

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

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则－地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表2.5-3），确定本项目地下水评价等级见表2.5-4。综上，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

**表 2.5-3　地下水环境影响评价工作等级划分依据**

| 项目类别<br>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 |

**表 2.5-4　　本项目地下水评价工作等级一览表**

| 工程内容 | 项目类别 | 和周边水源地关系 | 环境敏感程度 | 评价等级 |
|---|---|---|---|---|
| 采油井场 | I | 不涉及集中式及分散式饮用水水源地等 | 不敏感 | 二 |
| 注气井场 | I | 不涉及集中式及分散式饮用水水源地等 | 不敏感 | 二 |
| 集输管线 | II | 不涉及集中式及分散式饮用水水源地等 | 不敏感 | 三 |

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本项目采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价范围为6~20km$^2$，因此本项目根据采油井场所在区域地下水流向为西南向东北，选取井场上游1km、两侧各2km、下游4km，集输管线两侧200m作为地下水评价范围。评价范围见图2.5-1。

### 2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

### 2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

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》(HJ 349-2023)，本项目采油井场、注气井场建设内容属于常规石油开采井场，属于I类项目；集输管线类别为II类项目。

（2）影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《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），本项目采油井场、注气井场、集输管线所在区域土壤盐分含量小于2g/kg，区域8.0＜pH＜8.5，不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，类别按照污染影响型项目考虑。

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm$^2$）、中型（5～50hm$^2$）和小型（≤5hm$^2$）”。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型(≥50hm$^2$)、中型(5～50hm$^2$)和小型(≤5hm$^2$)”，本项目永久占地面积约0.80hm$^2$（≤5hm$^2$），占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

本项目采油井场、注气井场及管线200m范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点，因此，环境敏感程度为“不敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境污染影响评价工作等级划分见表2.5-5。

表2.5-5 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

| 占地规模<br>敏感程度 | I类 | | | II类 | | | III类 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 大 | 中 | 小 | 大 | 中 | 小 | 大 | 中 | 小 |
| 敏感 | 一级 | 一级 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 |
| 较敏感 | 一级 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 | — |
| 不敏感 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 | — | — |

本项目采油井场、注气井场类别为I类，集输管线类别为II类，项目占地规模为小型，环境敏感程度为“不敏感”，采油井场、注气井场土壤环境污染影响评价工作等级为二级，集输管线土壤环境污染影响评价工作等级为三级。

（5）土壤环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），采油井场、注气井场土壤环境（污染影响型）影响评价范围为井场外扩200m范围，单井集输管线边界两侧向外延50m范围。

### 2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场采油和集输过程中非甲烷总烃、$H_2S$无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选非甲烷总烃（NMHC）、$H_2S$为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率Pi（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离$D_{10\%}$。其中Pi定义为：

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

式中：$P_i$——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$C_i$——采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m³；

$C_{oi}$——第i个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。一般选用GB3095中1h平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用5.2确定的各评价因子1h平均质量浓度限值。对仅有8h平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.5-6。

**表2.5-6 评价工作等级**

| 评价工作等级 | 评价工作分级判据 |
|---|---|
| 一级评价 | $P_{max}$≥10% |
| 二级评价 | 1%≤$P_{max}$＜10% |
| 三级评价 | $P_{max}$＜1% |

估算模式所用参数见表2.5-7。

**表2.5-7 估算模型参数表**

| 参数 | | 取值 |
|---|---|---|
| 城市农村/选项 | 城市/农村 | 农村 |
| | 人口数（城市人口数） | / |
| 最高环境温度（°C） | | 41.2 |
| 最低环境温度（°C） | | -24.2 |
| 土地利用类型 | | 沙地 |
| 区域湿度条件 | | 干燥 |
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | 是 |
| | 地形数据分辨率（m） | 90 |
| 是否考虑海岸线熏烟 | 考虑海岸线熏烟 | 否 |
| | 海岸线距离（km） | / |
| | 海岸线方向（°） | / |

废气污染源参数见表2.5-8。

**表2.5-8 主要废气污染源参数一览表（面源）**

| 面源名称 | 面源长度 m | 面源宽度 m | 与正北向夹角 ° | 面源有效排放高度 m | 年排放小时数 h | 排放工况 | 评价因子 | 排放速率 kg/h |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 212-H2井场 | 40 | 40 | 0 | 6 | 8760 | 正常 | 非甲烷总烃 | 0.01053 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | $H_2S$ | 0.000176 |

本次预测估算结果详见表2.5-9。

**表2.5-9　　估算模式计算结果表**

| 名称 | 评价因子 | $C_i$ μg/m³ | 评价标准 μg/m³ | $P_i$ % | $P_{max}$ % | 最大浓度出现距离 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 212-H2井场 | 非甲烷总烃 | 15.0860 | 2000 | 0.75 | 2.52 | 28 |
| | $H_2S$ | 0.25215 | 10 | 2.52 | | |

经计算可知，本项目最大占标率为2.52%（来自FY210-H18C井场无组织排放的硫化氢），1%≤$P_{max}$=2.52%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的评价工作分级判据要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，本项目大气环境影响评价范围为以井场为中心边长5km的矩形区域。

### 2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、运营期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准，且噪声源周围200m没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为井场边界外扩200m作为评价范围。评价范围见图2.5-1。

### 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表2.5-10。

**表 2.5-10　环境风险评价工作等级划分依据表**

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

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其Q值。计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录B中对应临界量的比值Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算Q值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：$q_1$，$q_2$，…，$q_n$——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1$，$Q_2$，…，$Q_n$——每种危险物质的临界量，t。

当$Q$＜1时，该项目环境风险潜势为I。

当$Q$≥1时，将$Q$值划分为：（1）1≤$Q$＜10；（2）10≤$Q$＜100；（3）$Q$≥100。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目退役期不涉及危险物质，施工期涉及的危险物质主要为柴油，主要存在于井场的柴油储中；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、$H_2S$，主要存在于新建的集输管线中。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发气田范围内。井场与井场之间距离均较远，新建管线主要为单井至阀室的集输管线，井场设有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

**表2.5-11　本项目各危险单元Q值情况一览表**

| 序号 | 危险单元 | 存储装置参数 | 危险物质名称 | CAS号 | 最大存在量（t） | 临界量 $Q_n$/t | 该种危险物质Q值 | Q值判定情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 井场 | 柴油储罐 | 柴油 | / | 10 | 2500 | $4\times10^{-3}$ | $Q$<1 |
| 2 | 富源216-H14井集输管线 | 8.9km，DN80，5.5Mpa | 原油 | / | 35.93 | 2500 | 0.014 | $Q$<1 |
| | | | 天然气 | 74-82-8 | 0.33 | 10 | 0.033 | $Q$<1 |
| | | | $H_2S$ | 7783-06-4 | $1.4\times10^{-5}$ | 2.5 | $5.6\times10^{-6}$ | $Q$<1 |

**注：原油相对密度为0.8038g/cm³，天然气相对密度为0.76kg/Nm³，$H_2S$含量73mg/m³**

根据上表计算结果，本项目Q＜1，判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

综上，各要素评价范围见表2.5-12及图2.5-1。

**表2.5-12　各环境要素评价范围一览表**

| 序号 | 环境要素 | 评价等级 | 评价范围 |
|---|---|---|---|
| 1 | 环境空气 | 二级 | 本项目井场为中心边长5km的矩形区域 |
| 2 | 地下水 | 二级 | 本项目井场上游1km、两侧各2km、下游4km，集输管线两侧200m |
| 3 | 地表水环境 | 三级B | —— |
| 4 | 生态环境 | 三级 | 本项目以井场场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围 |
| 5 | 声环境 | 二级 | 井场边界外扩200m |
| 6 | 土壤环境 | 二级 | 井场外扩200m范围，单井集输管线边界两侧向外延50m |
| 7 | 环境风险 | 简单分析 | —— |

图 2.5-1　评价范围图

## 2.6 环境保护目标

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本项目环境保护目标见表2.6-1。

**表2.6-1 环境保护目标**

| 序号 | 环境要素 | 环境保护目标 | 相对位置/环保目标特征 | | 环境保护要求 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 生态环境 | 重要物种 | 评价区域内南疆沙蜥等野生动物及其生境 | | 严禁猎杀野生动物 |
| | | 水土流失重点治理区 | 项目所在县域 | 塔里木河流域水土流失重点治理区 | 依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设 |
| 2 | 大气环境 | - | - | | 《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准 |
| 3 | 地表水环境 | - | - | | - |
| 4 | 地下水环境 | 潜水含水层 | 井场、管线及周边 | | 执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准 |
| 5 | 声环境 | - | 评价范围内 | | 满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准。 |
| 6 | 土壤环境 | - | 评价范围内土壤 | | 占地范围内执行《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第二类用地筛选值标准，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筛选值标准。 |
| 7 | 环境风险 | 项目各要素环境风险等级为简单分析，无需设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤等 | | | 发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控 |

**图2.6-1 保护目标分布图**

## 2.7 评价内容和评价重点

### 2.7.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表2.7-1 评价内容一览表

| 序号 | 项 目 | 内 容 |
|---|---|---|
| 1 | 概述 | 建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论 |
| 2 | 总则 | 编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法 |
| 3 | 建设项目工程分析 | 区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见<br>现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见<br>本项目：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程<br>工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析<br>相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析<br>选址选线合理性分析 |
| 4 | 环境现状调查与评价 | 自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价 |
| 5 | 环境影响预测与评价 | 施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析）<br>运营期环境影响预测与评价（大气环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险）<br>退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施） |
| 6 | 环保措施及其可行性论证 | 针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性 |
| 7 | 温室气体排放影响评价 | 温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议 |
| 8 | 环境影响经济损益分析 | 从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值 |
| 9 | 环境管理与监测计划 | 按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划 |
| 10 | 结论 | 对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论 |

### 2.7.2 评价重点

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）地下水环境影响评价；

（4）地表水环境影响评价

（5）土壤环境影响评价；

（6）环境风险影响评价及风险管理；

（7）环境保护措施技术经济及可行性论证。

## 2.8 评价时段和评价方法

### 2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

### 2.8.2 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表2.8-1。

**表2.8-1　评价内容一览表**

| 序号 | 项目 | 采用方法 |
|---|---|---|
| 1 | 环境影响因素识别方法 | 矩阵法 |
| 2 | 环境现状调查 | 收集资料法、现场调查法 |
| 3 | 工程分析 | 类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法 |
| 4 | 影响评价 | 类比分析法、数学模式法、物理模型法 |

# 3.建设项目工程分析

## 3.1 区块开发现状及环境影响回顾

### 3.1.1 富满油田区块开发现状

（1）勘探开发进程

富满油田是近年塔里木油田石油勘探核心重大发现，为国内最大超深断控缝洞型碳酸盐岩油藏，已探明油气资源量超10×$10^8$t。继哈拉哈塘高效开发后，跃满、富源等多个区块开发效果超预期，逐步形成“区域试采、井站同步、骨架先行、先导性骨架”的碳酸盐岩开发模式，实现当年设计、当年建设、当年投产的高效建产目标。

**图3.1-1　富源216H井区区域位置图**

**表3.1-1　富满碳酸盐岩油田开发历程**

| 投产年份 | 工程名称 | 建设要点 |
|---|---|---|
| 2023 | 富满油田哈得32-哈得302H井区试采地面工程 | 接转站1座：富源III富源3接转站<br>集输管道：DN200输油管道、DN250输气管道 |
| 2023 | 富满油田富源3-富源303H井区试采地面工程 | 接转站1座：富源III1接转站<br>集输管道：DN200输油管道、DN250输气管道 |
| 2024 | 富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程 | 满深联合站：200×$10^4$t（原油）、200×$10^4$$m^3$（天然气）<br>集输、外输管道：DN300原油外输管道、DN100混烃外输管道、DN400天然气外输管道 |

富满油田已建成覆盖多区块的生产体系，形成“两横两纵两中心”布局，2025年油气当量突破500×$10^4$t，成为国内8000米以深开发标杆。

**图3.1-2　富满油田各区块位置图**

（2）井场、油气处理工程建设情况

富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”布局，油气处理外输以富源联为中心，油气集输以转油站、计转站和集输干线为支撑，辐射周边油井。目前，南区已建计转站7座，已建油气骨架管道260km。

富满油田开发现状见图3.1-3。

**图 3.1-3　　富满油田开发现状**

一横：跃满西—跃满—哈一联集输干线（已建北线）。

二纵：满深 1 号计转站—富源 3—哈一联集输干线（满哈一线），满深 3 号计转站—满深 5 号计转站—哈一联集输干线（满哈二线）。

一中心：哈一联碳酸盐岩油气处理、外输系统。

富满油田已建转油站 1 座（跃满转油站），已建计转站 14 座（富源 1 号计转站、富源 2 号计转站、富源 3 号计转站、哈得 1 号计转站、哈得 2 号计转站、跃满西 1 号计转站、满深 1 号计转站、满深 2 号计转站、满深 3 号计转站、满深 4 号计转站、满深 5 号计转站、富源东 1 号计转站、富源东 2 号计转站、满深 8 号计转站），区域内油气通过计转站、转油站油气分离、增压后，经油气分输管道输至哈一联进行油气处理及外输，油气外输管道搭接至已建塔轮线。

（3）公用工程建设情况

①给排水

生产过程中不涉及用水，采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②供电

富满油田周边相关的电源点 110kV 变电站 4 座：哈一联变电站、哈四联电站、富源变电站，满深变电站，35kV 变电站 3 座：满深变电站、满深 3 号变电站、满深 5 号变电站；35kV 线路 3 条：35kV 哈玉线、35kV 骨架网电、35kV 玉满线。

（4）辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

按照富满油田整体规划，富满油田已形成东、西两条集输干线。2023 年底富源联合站建成前油气处理依托哈一联，2024 年起南区油气处理依托富源联，北区油气处理依托哈一联。

②内部道路建设情况

富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”布局，该区域主干道路总体满足该布局，重要控制点以已建计转站及拟建计转站进行布设。目前道路已基本形成路网。该区块主干道路路网有：

该区块已建成沥青道路：富源联-富源3号计转站主干道路，富源3号计转站-哈一联主干道路，哈四联-满深3号计转站主干道路，满深3号计转站主干道路，满深1号计转站主干道路，满深3号计转站-满深3井区主干道路，满深1井-满深4井主干道路，满深6计转站主干道路，满深7计转站主干道路。

已建成砂石道路：富源联-满深2号计转站-满深4计转站主干道路，满深3号计转站-满深8计转站主干道路。

正在开展砂砾道路：满深6号计转站至满深7号计转站连接道路。

其余计转站之间连接道路、各井场道路均为砂石路面，路面修建均符合油田内部建设标准。

### 3.1.2 富满油田“三同时”执行情况

目前富满油田已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表3.1-2所示。

**表3.1-2　富满油田环保手续履行情况一览表**

| 序号 | 类别 | 项目名称 | 环评文件 | | | 验收文件 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 审批部门 | 文号 | 审批日期 | 验收单位 | 验收文号 | 验收时间 |
| 1 | 环评及验收情况 | 哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程 | 原新疆维吾尔自治区环境保护厅 | 新环函〔2016〕1264号 | 2016年8月31日 | 已于2020年12月完成自主验收工作 | | |
| 2 | | 哈拉哈塘油田富源II区块奥陶系油藏滚动开发方案地面工程 | 阿克苏地区生态环境局 | 阿地环函字〔2020〕343号 | 2020年6月20日 | 2023年7月8日完成自主验收 | | |
| 3 | | 哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程 | 阿克苏地区生态环境局 | 阿地环函字〔2020〕344号 | 2020年6月20日 | 2022年12月完成自主验收 | | |
| 4 | | 富满油田满深一果勒东区块初步开发方案 | 新疆维吾尔自治区生态环境厅 | 新环审〔2021〕186号 | 2021年11月5日 | 正在建设过程中 | | |
| 5 | | 富满油田果勒东I区奥陶系油藏试采方案地面工程 | 新疆维吾尔自治区生态环境厅 | 新环审〔2021〕197号 | 2021年12月8日 | 2023年6月完成自主验收 | | |
| 6 | 环评及验收情 | 富源II区块2021年产能建设项目（一期） | 阿克苏地区生态环境局 | 阿地环函字〔2022〕27号 | 2022年1月25日 | 2022年7月13日完成自主验收 | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7 | 况 | 哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程 | 新疆维吾尔自治区生态环境厅 | 新环审〔2020〕9号 | 2020年1月14日 | 2023年3月19日完成自主验收 |
| 8 | | 富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案 | 新疆维吾尔自治区生态环境厅 | 新环审〔2022〕20号 | 2022年2月9日 | 正在建设过程中 |
| 9 | | 富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程 | 新疆维吾尔自治区生态环境厅 | 新环审〔2022〕71号 | 2022年4月24日 | 正在建设过程中 |
| 10 | | 玉科区块产能建设项目 | 巴州生态环境局 | 巴环评价函〔2023〕5号 | 2023年1月6日 | 正在建设过程中 |
| 11 | | 富满油田富满II区东部初步开发方案 | 阿克苏地区生态环境局 | 阿地环审〔2023〕113号 | 2023年2月21日 | 正在建设过程中 |
| 12 | | 富满油田富满III区初步开发方案 | 新疆维吾尔自治区生态环境厅 | 新环审〔2023〕234号 | 2023年10月7日 | 正在建设过程中 |
| 13 | | 塔里木油田富源区块钻试修废液处理项目 | 巴音郭楞蒙古自治州生态环境局 | 新环审〔2025〕82号文 | 2025年4月30日 | 正在建设过程中 |
| 14 | 环境风险应急预案 | 塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案 | 2025年2月对《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为652924-2025-004-L | | | |
| 15 | 排污许可执行情况 | 哈得采油气管理区 | 跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023年8月19日，登记编号：91652800715549l1XG053Y）<br>满深油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023年9月3日，登记编号：91652800715549l1XG052Y）<br>富源油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023年9月3日，登记编号：91652800715549l1XG051W）<br>综合管理部固定污染源排污登记回执（2023年8月19日，登记编号：91652800715549l1XG054W） | | | |

### 3.1.3 环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对富满油田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

#### 3.1.3.1 生态影响回顾

（1）占地影响回顾分析

开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

通过对富满油田各区块不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，因油田开发引起土地利用类型变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，大部分保持原有荒漠景观，局部新增工矿用地。

单井永久占地40×40m，临时占地110×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各5m的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各5m范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，富满油田各区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井场位于荒漠地区内，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏影响，正在逐步的自然恢复过程中。

（3）野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，富满油田内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，

人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如沙蜥、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在40m×40m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。因沙地生态环境极其脆弱，永久用地的硬化地面起到了防风固沙的作用，且优于铺设沙障措施效果。

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。据现场调查，同时在流动沙丘地带及荒漠地带在管垄上方铺设了10m左右的草方格（1m×1m），一定程度上起到了很好的防风固沙作用。

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。道路沿线草方格出现破损的情况，本次评价已提出整改方案，要求定期对草方格、沙障进行维护。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，富满油田各区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，运营期过程中，来自井场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以富满油田历年的环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理，达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，用于荒漠灌溉。

运营期富满油田采出水经哈一联合站污水回注系统处理，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）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注，未外排。根据塔里木油田分公司的规定，落地原油100%进行回收；目前生产过程中产生的含油污泥和罐底油泥均委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，未对水环境产生不利影响。

本次评价搜集富满油田历年的环评中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

综上所述，富满油田在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；富满油田开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

（1）现有污染源达标分析

根据现场调查，富满油田内现有的各井场油气集输全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状有组织废气污染物达标情况分析。有组织监测结果见表3.1-3。

**表3.1-3　代表性场站有组织废气监测结果一览表**

| 污染源 | 检测项目 | 监测时间 | 单位 | 检测结果 | | | 最大值 | 执行标准 | 标准限值 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 第1次 | 第2次 | 第3次 | | | | |
| YUKE401H井加热炉 | 颗粒物 | 2023.2.25 | mg/m³ | 2.4 | 2.4 | 2.7 | 2.7 | 《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值 | 20 | 达标 |
| | $SO_2$ | | mg/m³ | 20 | 13 | 6 | 20 | | 50 | 达标 |
| | $NO_X$ | | mg/m³ | 96 | 88 | 82 | 96 | | 200 | 达标 |
| | 烟气黑度 | | 级 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | | 1 | 达标 |
| | 颗粒物 | 2023.2.26 | mg/m³ | 2.4 | 2.6 | 2.7 | 2.7 | | 20 | 达标 |
| | $SO_2$ | | mg/m³ | 9 | 10 | 6 | 10 | | 50 | 达标 |
| | $NO_X$ | | mg/m³ | 91 | 93 | 81 | 93 | | 200 | 达标 |
| | 烟气黑度 | | 级 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | | 1 | 达标 |
| 玉科计转站 | 颗粒物 | 2023.2.25 | mg/m³ | 1.4 | 1.6 | 1.5 | 1.6 | 《锅炉大气 | 20 | 达标 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 加热炉 | $SO_2$ | | mg/m³ | 8 | 8 | 5 | 9 | 污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值 | 50 | 达标 |
| | $NO_X$ | | mg/m³ | 134 | 124 | 127 | 134 | | 200 | 达标 |
| | 烟气黑度 | | 级 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | | 1 | 达标 |
| | 颗粒物 | 2023.2.26 | mg/m³ | 1.3 | 1.3 | 1.5 | 1.5 | | 20 | 达标 |
| | $SO_2$ | | mg/m³ | 10 | 5 | 7 | 10 | | 50 | 达标 |
| | $NO_X$ | | mg/m³ | 91 | 96 | 93 | 96 | | 200 | 达标 |
| | 烟气黑度 | | 级 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | ＜1 | | 1 | 达标 |

由表3.1-3可知，富满油田站场及井场加热炉烟气中颗粒物、$SO_2$、$NO_x$、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表3.1-4。

**表3.1-4　富满油田井场、站场废气污染物达标情况一览表**

| 名称 | 污染源 | 污染物 | 排放浓度（mg/m³） | 主要处理措施 | 标准 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| YUKE401H井 | 无组织废气 | 硫化氢 | ND | 日常维护，做好密闭措施 | 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求 | 达标 |
| | | 非甲烷总烃 | 0.18～0.25 | | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求 | |
| 满深2井 | 无组织废气 | 硫化氢 | ND | 日常维护，做好密闭措施 | 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求 | 达标 |
| | | 非甲烷总烃 | 0.19～0.24 | | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求 | |
| 玉科1计转站 | 站场无组织废气 | 硫化氢 | ND | 日常维护，做好密闭措施 | 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求 | 达标 |
| | | 非甲烷总烃 | 0.20～0.25 | | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求 | |

各井场、站场监测点厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，$H_2S$排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准。

（2）环境空气质量变化趋势与分析

以富满油田近5年的环评中环境空气质量监测数据及本次评价环境空气质量环境质量现状监测数据为依据，富满油田区域$SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，$SO_2$、$NO_2$日均值全部满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，$PM_{10}$日均值全部超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，$PM_{10}$超标主要是由于当地气候条件干燥、季节性沙尘天气影响。历次监测中，非甲烷总烃、$H_2S$上下波动，变化不大，非甲烷总烃全部满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m$^3$的标准要求，$H_2S$满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

综上所述，说明各井场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃、硫化氢并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油污泥由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，维修检修期间交第三方有资质单位处理。富满油田各区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物

贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效地处理。

根据评价期间现状调查结果部分井场遗留废弃物，没有及时清运，本次评价已提出整改方案，要求按计划清理井场遗留废弃物，平整恢复。综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声对周围环境造成的影响在可接受范围。根据《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

**表 3.1-5　　富满油田井场、站场噪声排放情况一览表**

| 站场 | 监测值 dB（A） | | 主要处理措施 | 标准 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| YUKE401H井 | 昼间 | 40～48 | 基础减振 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求 | 达标 |
| | 夜间 | 38～46 | | | 达标 |
| 满深2井 | 昼间 | 40～41 | 基础减振 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求 | 达标 |
| | 夜间 | 38～40 | | | 达标 |
| 玉科1计转站 | 昼间 | 43～48 | 基础减振 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求 | 达标 |
| | 夜间 | 42～46 | | | 达标 |

运营期富满油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站的各类机泵。由上表可知，富满油田井场、计转站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

富满油田隶属于哈得采油气管理区管理。塔里木油田分公司哈得采油气管理区编制了《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》，在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局进行了备案（备案编号：652924-2025-004-L）。富满油田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司哈得采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023年8月19日，登记编号：9165280071554911XG053Y）、满深油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023年9月3日，登记编号：9165280071554911XG052Y）、富源油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023年9月3日，登记编号：9165280071554911XG051W）、综合管理部固定污染源排污登记回执（2023年8月19日，登记编号：9165280071554911XG054W）；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），哈得采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

## 3.2 现有工程

### 3.2.1 现有工程概况

本项目涉及老井利用8口（富源210-H18C、富源212-H4、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源215-H1、富源216-H12、满深303）。

### 3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表3.2-3所示。

**表3.2-3 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表**

| 序号 | 包含内容 | 环评文件 | | 验收文件 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 环评项目名称 | 环评批复文号 | 验收文号或备案编号 | 验收时间 |
| 1 | 富源210-H18C | 哈拉哈塘塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计 | 新环审[2019]84号 | 自主验收 | / |
| | | 哈拉哈塘油田富源II区块奥陶系油藏滚动开发方案 | 阿地环函字[2020]343号 | BA652900YS2023 | 2023.7.8 |
| 2 | 富源212-H4 | FY212-H4井钻井工程（勘探井） | 阿地环函字[2022]85号 | 自主验收 | 2023.5.8 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 富满油田3口井产能建设工程 | 阿地环审[2022]476号 | 自主验收 | 2024.3.20 |
| 3 | 富源216-H6 | 暂未找到 | | | |
| 4 | 富源216-H3 | 暂未找到 | | | |
| 5 | 富源216H | 富源216H井（勘探井）钻井工程 | 阿地环函字[2020]770号 | BA652900YS2022-127 | 2021.12.28 |
| | | 富源II区块2021年产能建设项目（一期）（FY212HJS等三口井探转采） | 阿地环审[2024]24号 | 自主验收 | 2022.7.13 |
| 6 | 富源215-H1 | 暂未找到 | | | |
| 7 | 富源216-H12 | 暂未找到 | | | |
| 8 | 满深303 | 满深303井钻井工程（勘探井） | 阿地环审〔2024〕145号 | 自主验收 | / |
| | | 满深303井地面工程 | | | |

### 3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程废气主要为加热节流橇有组织废气和井场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为采油树、压缩机、泵等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

根据验收监测及企业自行监测数据，现有井场真空加热炉烟气及加热节流橇有组织废气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值；现有井场四周厂界无组织废气中无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；无组织排放$H_2S$执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表1二级新扩改建项目标准；现有井场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

现有井场现场踏勘期间，无历史遗留废弃物产生，结合塔里木油田公司现场工作人员反馈，各井场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

### 3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据哈得采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，现有工程污染物年排放情况见表3.2-4。

表 3.2-4　现有工程污染物排放情况一览表　单位： t/a

| 类别 | 废气 | | | | | 废水 | 固废 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 颗粒物 | 二氧化硫 | 氮氧化物 | 非甲烷总烃 | 硫化氢 | | |
| 现有工程污染物排放量 | 0.13 | 0.062 | 0.798 | 0.264 | 0.0044 | 0 | 0 |

### 3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，管线不存在安全隐患，未发生过泄漏事故，未造成土壤或地下水的污染。各污染物均能达标排放，现场调查过程中未发现环境问题。

## 3.3 本项目

### 3.3.1 项目概况

#### 3.3.1.1 项目名称

项目名称：塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整。

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

#### 3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

#### 3.3.1.3 建设地点

本项目建设地点位于阿克苏地区沙雅县富满油田，距离沙雅县东南方向约90km，位置见图3.3-1。

图 3.3-1　地理位置图

3.3.1.4 产能规模

方案设计老井利用8口，部署新井4口（其中新钻井2口、加深井2口），新建采油井场3座，新建产能4.93万吨。

3.3.1.5 建设周期

本项目计划2027年1月开始施工，2027年4月完工，施工周期4个月。

3.3.1.6 项目投资

项目新增总投资38023万元，其中钻井工程投资24823万元、采油工程投资4454万元、地面工程投资6922万元、建设期利息307万元、流动资金1517万元。

3.3.1.7 劳动组织及定员

本项目由塔里木油田公司下设机构进行管理。本项目拟依托哈得采油气管理区对工程新增设施进行全面管理，负责本项目的运行、维护工作。

本项目不单独考虑新增定员，统一由哈得采油气管理区协调安排管理。

### 3.3.2 油气资源概况

富满油田富源210井区行政上位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，地处塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带中部富满油田中部，地表为沙漠边缘，以浮土、沙丘为主。周边已建油田道路与砂砾石路面，交通条件可满足油田开发建设与生产运行需求。

本项目所在的富源210断裂带矿权归属中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，矿权手续合法有效。

富源210断裂带奥陶系一间房组-鹰山组动用地质储量石油807.14×$10^4$t，资源落实程度高，储量规模为项目实施提供了坚实的资源基础。区块主力含油层系为奥陶系一间房组－鹰山组，属断控缝洞型油藏，油藏中深7570m，海拔-6605m，根据该压力方程求出油藏中部地层压力为87.68MPa，根据该温度方程求出油藏中部地层温度为155.20℃，属于正常温度压力系统，储层纵向连通性好、油气富集程度高。

3.3.2.1 区域构造特征

富源210井区位于富满油田中部，整体位于阿满过渡带构造低梁中部，整体构造相对平缓，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜或断鼻，其一间房组顶面构造表现为北高南低，向东南倾没的特征。方案区属于FI12断裂带的一部分，FI12断裂带平面延伸长度约161km，在富源210井区长度26km，向下断至寒武系，

向上断至奥陶系一间房组，为I级油源断裂。

3.3.2.2 区域储层特征

富满油田区域沉积研究表明，鹰山组鹰1段～桑塔木组沉积期间，发育开阔台地相、台地边缘相、沉没台地相、混积陆棚相和斜坡相等5个大相。富满油田奥陶纪沉积期间经历从鹰山组开阔台地相，一间房组台地边缘相，吐木休克组沉没台地～斜坡相的变化，到桑塔木组沉积时期整体发育混积陆棚相。富源210井区油藏主力产层为奥陶系一间房组和鹰山组，顶面埋深7385~7525m，油藏中部埋深7570m，海拔-6605m，已钻井证实油柱高度达690m以上，岩性以亮晶砂屑灰岩、亮晶颗粒灰岩、泥晶颗粒灰岩为主。油藏主要储集空间以大型缝洞系统为主，储层发育，且非均质性极强。

3.3.2.3 油藏特征

富源210井区富源210H、富源210-H1、富源210-H3、富源216-H4、富源212H等12口井完井后实测了静压梯度和静温梯度，综合分析认为富源216-H4、富源210H、富源210-H16、富源210-H7井录取的压力具有代表性。本次富源210井区压力参数采用富源216-H4、富源210H、富源210-H16、富源210-H7井实测的压力数据来计算；富源210-H12、富源210-H10、富源210-H16、富源210-H1、富源216-H4井录取的温度具有代表性，本次富源210井区温度参数采用富源210-H12、富源210-H10、富源210-H16、富源210-H1、富源216-H4井实测的温度数据来计算。实测压力和温度数据点回归出的静压梯度0.73MPa/100m，温度梯度1.71℃/100m，为常温常压系统。

3.3.2.4 油气藏类型

从测试、试油结果分析，富源210井区主要含油层系为一间房组~鹰山组。从试油成果分布来看，构造高、低部位均有油井分布，无统一油水界面。富源210-H14JS井实钻油柱高度达690m，投产不见水，目前断裂带所有井均未见到地层水，表明整体油气充注好，油藏整体属于受走滑断裂控制、正常温压系统的碳酸盐岩缝洞型未饱和油藏，缝洞储层沿断裂发育，油柱高度较大。

3.3.2.5 储量评价

富源210断裂带2021年采用缝洞雕刻法上交探明石油地质储量2098.64×10⁴t。本次按照分单元分相开展建模并在此基础上开展缝洞量化雕刻，富源210断裂带合计雕刻储量807.14×10⁴t，其中本方案区雕刻储量471.44×10⁴t。

3.3.2.6 开发效果评价

截至2026年3月底，富源210断裂带生产井18口，注气井2口，日产油水平187t，综合含水1.76%，单井平均日产油水平17t，区块阶段累产油90.04×10⁴t，单井平均核实累产油4.50×10⁴t。本方案区生产井10口，注气井2口，日产油水平175t，综合含水1.86%，单井平均日产油水平25t，区块阶段累产油65.73×10⁴t，单井平均核实累产油5.48×10⁴t。

富源210整条断裂带未见地层水，根据生产动态特征差异分为三类油藏单元，I类单元初期产能85t/d，II类单元初期产能58t/d，III类单元初期产能36t/d，初期产能主要受储量规模影响，开发后期产能变化主要受补能、含水影响。

富源210断裂带已开发10个单元能量评价均为微弱，天然能量整体不足，单位压降产液179~4146t/MPa，其中I类单元1966t/MPa、II类单元574t/MPa、III类单元179t/MPa。

I类单元递减呈二段式，目前处于水驱补能后期，年递减16.46%，需要转换开发方式提采；II类单元年递减47.12%、III类单元年递减52.07%，目前II类、III类单元整体处于衰竭开发后期，亟待补能开发。

3.3.2.7 流体性质参数

（1）原油性质

富源210井区原油具有“轻质、低粘度、低含硫、少胶质＋沥青质”的特点。

**表3.3-1 原油性质统计表**

| 地面原油密度（g/cm³）（20℃） | | 动力黏度（mPa.s）（50℃） | | 凝固点（℃） | | 含硫量（%） | | 含蜡量（%） | | 析蜡点（℃） | 胶质+沥青质（%） | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | - | 范围 | 平均 |
| 0.8107~0.8162 | 0.8135 | 2.045~2.306 | 2.176 | -12.0~-18.0 | -15.0 | 0.167~0.175 | 0.171 | 0.38~0.73 | 0.555 | 26 | 0.38~0.73 | 0.555 |

**表3.3-2 原油组分统计表**

| 序号 | 名称 | 质量百分比（m/m,%） | 摩尔百分比（mol/mol,%） | 序号 | 名称 | 质量百分比（m/m,%） | 摩尔百分比（mol/mol,%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | $C_1$ | 0.000 | 0.000 | 22 | $C_{20}$ | 2.026 | 1.042 |
| 2 | $C_2$ | 0.000 | 0.000 | 23 | $C_{21}$ | 1.811 | 0.888 |
| 3 | $C_3$ | 0.105 | 0.347 | 24 | $C_{22}$ | 1.448 | 0.678 |
| 4 | $iC_4$ | 0.787 | 1.963 | 25 | $C_{23}$ | 1.310 | 0.586 |
| 5 | $nC_4$ | 0.661 | 1.650 | 26 | $C_{24}$ | 1.083 | 0.465 |
| 6 | $iC_5$ | 1.618 | 3.252 | 27 | $C_{25}$ | 0.871 | 0.359 |
| 7 | $nC_5$ | 2.625 | 5.277 | 28 | $C_{26}$ | 0.819 | 0.325 |
| 8 | $C_6$ | 5.417 | 9.118 | 29 | $C_{27}$ | 0.710 | 0.271 |
| 9 | $C_7$ | 8.115 | 11.747 | 30 | $C_{28}$ | 0.553 | 0.204 |
| 10 | $C_8$ | 11.081 | 14.071 | 31 | $C_{29}$ | 0.421 | 0.150 |
| 11 | $C_9$ | 9.872 | 11.165 | 32 | $C_{30}$ | 0.281 | 0.097 |
| 12 | $C_{10}$ | 8.538 | 8.705 | 33 | $C_{31}$ | 0.187 | 0.062 |
| 13 | $C_{11}$ | 6.279 | 5.839 | 34 | $C_{32}$ | 0.094 | 0.030 |
| 14 | $C_{12}$ | 5.319 | 4.538 | 35 | $C_{33}$ | 0.552 | 0.173 |
| 15 | $C_{13}$ | 5.236 | 4.128 | 36 | $C_{34}$ | 0.285 | 0.086 |
| 16 | $C_{14}$ | 4.406 | 3.228 | 37 | $C_{35}$ | 0.051 | 0.015 |
| 17 | $C_{15}$ | 4.381 | 2.998 | 38 | $C_{36}$ | 0.037 | 0.011 |
| 18 | $C_{16}$ | 3.010 | 1.932 | 39 | $C_{37}$ | 0.000 | 0.000 |
| 19 | $C_{17}$ | 2.993 | 1.809 | 40 | $C_{38}$ | 0.000 | 0.000 |
| 20 | $C_{18}$ | 2.700 | 1.542 | 41 | $C_{39}$ | 0.000 | 0.000 |
| 21 | $C_{19}$ | 2.313 | 1.252 | 42 | $C_{40+}$ | 0.000 | 0.000 |
| 分析日期：2024年2月18日～2024年2月20日 | | | | | | | |

（2）天然气性质

伴生气表现为重烃组分较高的原油溶解气。

**表3.3-3　天然气性质统计表**

| 值 | 相对密度 | 甲烷（%） | 乙烷+（%） | $CO_2$（%） | $N_2$（%） | $H_2S$（$mg/m^3$） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 范围 | 0.7678~0.7835 | 53.79~70.43 | 1.508~11.130 | 0.8417~0.9340 | / | 0~110 |
| 平均 | 0.7780 | 64.84 | 7.913 | 0.87 | 17.77 | 73 |

（3）地层水性质

地层水：TDS达$1.515\times10^5$mg/L，是以$Na^+$、$Cl^-$为主要离子的高矿化度地层水。

**表3.3-4　地层水水质统计表**

| 富源210井区地层水性质统计表 | | | |
|---|---|---|---|
| 颜色 | 浅黄色 | $Mg^{2+}$（mg/L） | $9.158\times10^2$ |
| 透明度 | 不透明 | $Ba^{2+}$（mg/L） | 7.104 |
| 气味 | 芳香味 | $Sr^{2+}$（mg/L） | $5.841\times10^2$ |
| 沉淀物 | 大量絮状 | $K^+$（mg/L） | $1.270\times10^3$ |
| pH | 6.39 | $Na^+$（mg/L） | $4.667\times10^4$ |
| $CO_3^{2-}$（mg/L） | 0 | B（mg/L） | 40.71 |
| $HCO^{3-}$（mg/L） | $1.39\times10^2$ | Li（mg/L） | 17.65 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| $OH^-$（mg/L） | 0 | 阴离子总量（mg/L） | $9.130\times10^4$ |
| $Cl^-$（mg/L） | $9.09\times10^4$ | 阳离子总量（mg/L） | $6.022\times10^4$ |
| $SO_4^{2-}$（mg/L） | $2.65\times10^2$ | TDS（mg/L） | $1.515\times10^5$ |
| $Ca^{2+}$（mg/L） | $1.077\times10^4$ | $Br^-$（mg/L） | / |

### 3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3.3-5。

**表3.3-5 本项目主要技术经济指标一览表**

| 序号 | 名称 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 一 | 建设规模 | | | |
| 1 | 产油规模 | $10^4$t/a | 4.93 | 2028年 |
| 2 | 产气规模 | $10^4Nm^3/d$ | 9.18 | 2037年 |
| 3 | 注气规模 | $\times10^8Nm^3/a$ | 0.74 | 2030年 |
| 二 | 消耗指标 | | | |
| 1 | 耗电 | $10^4$kW·h/a | 947 | |
| 三 | 能耗 | | | |
| 1 | 综合能耗 | tce/a | 1163.86 | |
| 2 | 单位产值能耗 | kgce/t | 27.57 | |
| 3 | 总体碳排放量 | $tCO_2/a$ | 5900.76 | |
| 4 | 碳排放强度 | $tCO_2$/t油 | 0.14 | |
| 5 | 电气化率 | | 100% | |
| 四 | 占地面积 | $hm^2$ | 63.52 | |
| 1 | 永久占地面积 | $hm^2$ | 0.758 | |
| 2 | 临时占地面积 | $hm^2$ | 62.76 | |

### 3.3.4 工程组成

#### 3.3.4.1 主要建设内容

本项目建设内容包括：（1）钻井工程：老井利用8口（富源210-H18C、富源212-H4、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源215-H1、富源216-H12、满深303），新钻井2口（富源212-H2、富源216-H5），加深井2口（富源212HJS2、富源216-H4JS）；（2）站场工程：新建标准化采油井场3座（富源212-H2、富源216-H5、富源216-H14），注气井场改造7座（富源210-H18C、富源216-H12、富源216-H4JS、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源212-H2），满深联合站制氮站新建1台10万方/天二段氮气压缩机，富源212增压站新建1台10万方/天二段氮气压缩机；（3）集输工程：新建单井集油管道14km、注气管道23.6km；（4）配套工程：新建施工便道5.87km，新建35kV电力线路8km，10kV电力线路7km，配套供配电、自控、通信、土建、防腐等公用工程。

工程组成见表3.3-6。

**表 3.3-6　工程组成一览表**

| 项目 | 基本情况 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 项目名称 | 塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整 | | | | |
| 建设单位 | 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 | | | | |
| 建设性质 | 改扩建 | | | | |
| 建设地点 | 阿克苏地区沙雅县 | | | | |
| 建设周期 | 4个月 | | | | |
| 总投资 | 项目总投资38023万元，其中环保投资476.2万元，占总投资的1.25% | | | | |
| 占地面积 | 占地面积63.52hm$^2$（永久占地面积0.758hm$^2$，临时占地面积62.76hm$^2$） | | | | |
| 建设规模 | 新建产能4.93万吨 | | | | |
| 项目内容 | 类型 | | 单位 | 总计 | 备注 |
| 主体工程 | 钻井工程 | | 口 | 4 | 新钻井2口（富源212-H2、富源216-H5），加深井2口（富源212HJS2、富源216-H4JS） |
| | 井场工程 | 采油井场 | 座 | 3 | 新建富源212-H2、富源216-H5、富源216-H14井场，采用标准化常温抗硫集输井场（DN80 6.3MPa）。采油井场由采油树、RTU柜、气体报警控制器柜、配电柜、检修阀等组成 |
| | | 注气井场 | 座 | 4 | 改造注气井场4座：富源212-H2、富源216-H3、富源216H、富源216-H12，采用井口高压注入纯氮气工艺，设置流量检测和紧急切断流程。 |
| | | 注气吞吐井 | 座 | 3 | 改造注气吞吐井场4座：富源210-H18C、富源216-H6、富源216-H4JS，采用井口高压注入纯氮气工艺，设置流量检测和紧急切断流程。吞吐井具有采油和注气功能，采油结束后按需求进行注气，注气管线设置超压联锁关断井下关断阀。 |
| | 单井集油管线 | | km | 14 | 新建3座采油井场至阀组站的集输管线，设计压力5.5兆帕，管径DN80，材质玻璃钢管 |
| | 单井注气管线 | | km | 23.6 | 设计压力53兆帕，管径DN80，材质L415Q |
| | 老井利用 | | 利用老井8口：富源210-H18C、富源212-H4、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源215-H1、富源216-H12、满深303，除富源215-H1、满深303保留采油井外，其他井改为注气井 | | |
| | 站场改造 | | 满深联合站制氮站新建1台10万方/天二段氮气压缩机，富源212增压站新建1台10万方/天二段氮气压缩机 | | |
| 公辅工程 | 供电工程 | | 新建35kV电力线路8千米，10kV电力线路7千米，新建10/0.4千伏配电橇2座 | | |
| | 供水工程 | | 施工期用水由附近站场拉运 | | |
| | 通信工程 | | 本项目通信系统主要设计内容包括新建3座井场的安防及工业电视监控系统、数据传输系统及光缆线路部分。<br>满深联制氮站新建压缩机橇新增视频监控前端，视频数据最终传回至满深联合站统一存储与管理。 | | |
| | 消防工程 | | 新建井场设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备 | | |
| | 自控工程 | | 新建采气井场设置远程终端单RTU，井口温度、采油树自带油压、套压、B环空压力信号通过无线数据采集方式接入RTU系统 | | |
| | 道路工程 | | 施工便道与管线并行，共4段施工便道，合计长5.87km | | |

| 项目 | 基本情况 | |
|---|---|---|
| 环保工程 | 废气 | 施工期：采取洒水抑尘，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；<br>运营期：采取密闭管道集输工艺；<br>退役期：采取洒水抑尘的措施； |
| | 废水 | 施工期：废水包括钻井废水、酸化压裂废水、试压废水和生活污水等。钻井废水用临时罐体收集，回用于配制相应体系泥浆，不外排；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至满深联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；管道试压废水试压结束后用于洒水降尘；生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。<br>运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；<br>退役期：无废水产生 |
| | 噪声 | 施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；<br>运营期：选用低噪声设备、基础减振；<br>退役期：合理安排作业时间 |
| | 固体废物 | 施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；钻井期产生的岩屑随磺化泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配置；分离后的磺化泥浆岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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2第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废贮存库内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置；<br>运营期：落地油、废防渗材料属于危险废物，桶装收集后交由有危废处置资质单位接收处置；<br>退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线两端使用盲板封堵 |
| | 环境风险 | 运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场、站场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案；<br>退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。 |

| 项目 | 基本情况 | | |
|---|---|---|---|
| | 生态 | | 施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水抑尘<br>运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场管道；<br>退役期：洒水降尘，地面设施拆除 |
| | 油气集输和处理 | 满深联合站、哈一联、零散气回收站 | 满深联区域产量最大为2027年228.47×10⁴t/a，已建满深联合站最大处理能力240×10⁴t/a，尚有11.53×10⁴t/a余量；富满油田天然气产量最大为2027年630.18×10⁴t/a，已建满深联合站和哈一联最大处理能力540×10⁴t/a，需调用第三方处理装置（零散气回收站），处理能力满足。 |
| | | 区内已建场站 | 富源212H（JS）阀组站、满深联 |
| | 采出水处理 | 满深联合站采出水处理系统 | 采出水随采出液一同进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层 |
| | 井下作业废水 | 哈四联污水处理系统 | 井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层 |
| | | 富源7注水井西侧废液处理站 | |
| | 固体废物处理 | 塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站 | 生活垃圾定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置 |

3.3.4.2 总体布局

根据本项目的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用满深联合站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。由于该区油井较为分散，油气集输系统采用四级布站方式，即：采用“井口→计量配水站→接转站→联合站”布站方式。井口不设置脱硫设施，单井原油就近进入已建站场，最终输往已建满深联合站进行油气水处理。

本项目设计新钻井2口、加深井2口、采油井场3座、注气井场4座、注气吞吐井场3座，配套单井集输管线14km、单井注气管线23.6km、站场改造2座、新

建35kV电力线路8km，10kV电力线路7km，配套建设道路、土建、电气、自控等工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。

单井接入示意图见图3.3-2。

**图3.3-2　　单井接入示意图**

注气井布局见图3.3-3。

**图3.3-3　注气井布局图**

3.3.4.3 开发指标预测

区块开发指标预测见表 3.3-7。

**表 3.3-7　富源 216H 井区开发指标预测**

| 时间（年） | 新井数（口） | 注入井总井数（口） | 年产油 ($10^4$t) | 年产气 ($10^8m^3$) | 年产液 ($10^4$t) | 年注气 ($10^8m^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | 2 | 3 | 5.08 | 0.15 | 5.08 | 0.25 |
| 2028 | 2 | 3 | 5.1 | 0.16 | 5.10 | 0.23 |
| 2029 |  | 5 | 5.06 | 0.17 | 5.07 | 0.42 |
| 2030 | 1 | 7 | 5.06 | 0.17 | 5.07 | 0.74 |
| 2031 |  | 7 | 5.03 | 0.18 | 5.04 | 0.64 |
| 2032 |  | 7 | 5.04 | 0.2 | 5.05 | 0.67 |
| 2033 |  | 7 | 5.01 | 0.22 | 5.02 | 0.64 |
| 2034 |  | 7 | 4.17 | 0.22 | 4.18 | 0.59 |
| 2035 |  | 7 | 3.52 | 0.23 | 3.53 | 0.49 |
| 2036 |  | 7 | 2.85 | 0.22 | 2.86 | 0.49 |
| 2037 |  | 7 | 2.57 | 0.25 | 2.58 | 0.40 |
| 2038 |  | 7 | 2.04 | 0.22 | 2.05 | 0.40 |
| 2039 |  | 7 | 1.58 | 0.21 | 1.59 | 0.36 |
| 2040 |  | 7 | 1.28 | 0.21 | 1.29 | 0.36 |
| 2041 |  | 7 | 1.05 | 0.23 | 1.06 | 0.36 |

**注：各单井产油量预测数据指标见附表，年产气包含氮气。**

本项目新增工程内容开发指标预测见表 3.3-8。

**表 3.3-8　新井年度实施安排及配产指标表**

| 序号 | 井号 | 投产年份 | 合理产能（t/d） | 新建产能（万吨） | 井型 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 富源 212HJS2 | 2030 | 33.7 | 1.01 | 斜井 |
| 2 | 富源 212-H2 | 2027 | 35.5 | 1.07 | 水平井 |
| 3 | 富源 216-H4JS | 2028 | 34.0 | 1.02 | 水平井 |
| 4 | 富源 216-H5 | 2028 | 28.8 | 0.86 | 水平井 |
| 5 | 富源 216-H14 | 2027 | 32.2 | 0.97 | 水平井 |
|  | 合计 |  |  | 4.93 |  |

富源 216H 井区包含 7 口注气井（注氮气），其中 4 口纯注气井，3 口注气吞吐井（富源 216-H4、富源 216-H4JS 为同一口井）。本项目注气工程内容开发指标预测见表 3.3-9。

**表 3.3-9　本项目注气开发指标预测表**

| 年 | 富源 210-H18C ($10^4Nm^3/a$) | 富源 212-H2 ($10^4Nm^3/a$) | 富源 216-H6 ($10^4Nm^3/a$) | 富源 216-H4 ($10^4Nm^3/a$) | 富源 216-H4JS ($10^4Nm^3/a$) | 富源 216-H3 ($10^4Nm^3/a$) | 富源 216H ($10^4Nm^3/a$) | 富源 216-H12 ($10^4Nm^3/a$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | 600 |  |  | 500 |  |  |  | 1440 |
| 2028 | 600 |  |  |  | 600 |  |  | 1080 |
| 2029 | 600 |  | 480 |  | 600 | 1440 |  | 1080 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2030 | 600 | 1800 | 480 | | 600 | 1440 | 1440 | 1080 |
| 2031 | 480 | 1800 | 360 | | 480 | 1080 | 1080 | 1080 |
| 2032 | 480 | 1800 | 360 | | 480 | 1080 | 1080 | 1440 |
| 2033 | 480 | 1800 | 360 | | 480 | 1080 | 1080 | 1080 |
| 2034 | 480 | 1440 | 240 | | 480 | 1080 | 1080 | 1080 |
| 2035 | 360 | 1440 | 240 | | 360 | 720 | 720 | 1080 |
| 2036 | 360 | 1440 | 240 | | 360 | 720 | 720 | 1080 |
| 2037 | 240 | 1080 | 240 | | 240 | 720 | 720 | 720 |
| 2038 | 240 | 1080 | 240 | | 240 | 720 | 720 | 720 |
| 2039 | 240 | 720 | 240 | | 240 | 720 | 720 | 720 |
| 2040 | 240 | 720 | 240 | | 240 | 720 | 720 | 720 |
| 2041 | 240 | 720 | 240 | | 240 | 720 | 720 | 720 |

3.3.4.4 主体工程

3.3.4.4.1 钻前工程

本项目钻井利用原有道路，钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场200m外，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式生活污水收集池安装等内容，单井钻前工程施工周期约16d。具体建设内容及工程量如表3.3-10所示。

**表3.3-10　单个井场钻前工程主要内容和工程量一览表**

| 序号 | 名称 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 井场道路 | km | 0 | 充分利用区域内既有道路网，单井道路已建成，本项目不新增 |
| 2 | 井场面积 | $m^2$ | 11000 | 110m×100m |
| | 钻井平台 | 套 | 1 | — |
| 3 | 应急池 | $m^3$ | 1 | 100$m^3$随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑，钢制撬装式 |
| | 岩屑池 | $m^3$ | 1 | 1000$m^3$，存放膨润土泥浆钻井岩屑，钢制撬装式 |
| | 主放喷池 | $m^3$ | 1 | 200$m^3$，钢制撬装式 |
| | 副放喷池 | $m^3$ | 1 | 200$m^3$，钢制撬装式 |
| | 柴油储罐 | 个 | 2 | 井场设置2个柴油储罐，每个8$m^3$ |
| 4 | 生活区面积 | $m^2$ | 3500 | 新增占地，约70m×50m |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 生活污水收集池 | $m^3$ | 300 | 三座，撬装装置 |
| | 活动房 | 座 | 42 | 撬装装置 |

3.3.4.4.2 钻井工程

本项目计划部署新钻井2口、加深井2口。

（1）井位部署

本项目钻井井位部署见表3.3-11。

**表3.3-11 井位部署一览表**

| 序号 | 井号 | 井型 | 井口坐标 | | 所属区块 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 经度 | 纬度 | |
| 1 | 富源212-H2 | 水平井 | | | 富源216H井区 |
| 2 | 富源216-H5 | 水平井 | | | |
| 3 | 富源212HJS2 | 加深井 | | | |
| 4 | 216-H4JS | 加深井 | | | |

（2）井身结构

新钻水平井采用塔标Ⅰ四开四完结构。一开171/2″钻头钻至1000米左右，下133/8″套管封地表疏松层；二开121/4″钻头钻穿二叠系50米中完，下入95/8″+97/8″套管封隔二叠系及易漏地层；三开81/2″钻头至一间房顶面以下垂深8-10米左右，下7″套管封固目的层上部地层；四开57/8″钻头钻至设计完钻井深，悬挂5″筛管完井。加深井采用一开井身结构。6″井眼在桑塔木组开窗，一开次钻至完钻井深，悬挂5″筛管完井。

井身结构图见图3.3-4。

**图3.3-4 井身结构图**

（3）钻井液

新钻水平井：一开采用膨润土～聚合物，防止地表松散地层垮塌；二开新近系-白垩系采用聚合物/KCl聚合物，白垩系下部转磺；三开采用KCl聚磺体系；四开采用聚磺体系。

加深井：加深井采用KCl聚磺/聚磺。

（4）固井方案

新钻水平井：一开内插法固井，二开双级固井，三开尾管固井，四开裸眼完井。加深井：不固井。

（5）主要设备设施

钻井工程所用机械与设备见表3.3-12。

**表3.3-12　单井施工机械一览表**

| 部件名称 | 数量 | 功能参数及技术要求 |
|---|---|---|
| 一、井架及底座 | | |
| 井架 | 1套 | 最大载荷≥4500kN；2、机械（复合）钻机，有效高度≥43m；电动钻机，有效高度≥45m |
| 底座 | 1套 | 1、转盘梁最大载荷≥4500kN；2、立根载荷≥2200kN。 |
| 二、提升系统 | | |
| 天车 | 1台 | 最大钩载≥4500kN |
| 游车 | 1台 | |
| 大钩 | 1台 | |
| 水龙头 | 1台 | 1、最大钩载4500kN；2、额定工作压力≥35MPa |
| 顶驱 | 1台 | 1、承载负荷4500kN；2、连续钻井扭矩50kN·m；3、最大旋松螺纹扭矩≥75kN·m；4、中心管通孔额定压力≥35MPa |
| 三、转盘 | | |
| 转盘 | 1台 | 1、通孔直径≥Φ698.5mm(27 1/2″)；2、最大工作扭矩27459N·m；3、最高转速300r/min。 |
| 四、绞车 | | |
| 绞车 | 1台 | 1、名义钻探范围（4500～7000）m（Φ114mm钻杆）；2、额定功率≥1470kW；3、最大提升速度不低于1.4m/s |
| 五、钻井液循环系统 | | |
| 钻井泵及其驱动电机 | 3台 | 1、额定功率≥1180kW；2、最大排出压力≥35MPa |
| 钻井液管汇 | 1套 | 1、额定工作压力≥35MPa；2、双立管；3、正灌和反灌管线应有隔断闸门、互不干涉；4、配置抗震压力表，每根立管安装1个，位置要便于司钻观察。 |
| 振动筛 | 3台 | 1、高频振动筛；2、清除粒度为74μm以上的固相；3、处理量≥180$m^3$/h，60目筛网，钻井液1.85g/$cm^3$；4、筛网目数：(60～200)目；5、振动形式：直线、平动或椭圆形。 |
| 清洁器 | 1套 | 含除砂器、除泥器、除气器等。 |
| 离心机 | 2台 | 1、清除粒度为(2～15)μm的固相；2、中速和高速各1台；3、处理量：中速≥60$m^3$/h、高速≥40$m^3$/h。<br>筒体外加装防护设施。 |

| 部件名称 | 数量 | 功能参数及技术要求 |
|---|---|---|
| 循环罐 | 1套 | 1、有效容积≥320m³，不包含锥形罐；2、罐与罐之间采用开口明槽连接；3、将一个循环罐分隔为前后仓，其中一仓容积为(30～45)m³，能够与钻井泵、加重泵连接，用以堵漏和配解卡剂。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整。 |
| 储备罐 | 1套 | 1、有效容积≥160m³；2、配备独立循环加重系统。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整。 |
| 六、动力系统 | | |
| 主柴油发电机组 | | 1、机械（复合）钻机：功率≥3200kW；2、电动钻机：功率≥4000kW；3、电动钻机使用网电可减配1台 |
| 辅助发电机组 | 1台 | 1、机械（复合）钻机：功率≥1000kW；2、电动钻机：功率≥300kW |
| 无功补偿装置 | 1套 | 直流电动钻机配备无功补偿装置 |

（6）原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表3.3-13。

**表3.3-13　单井井场工程原材料消耗一览表**

| 序号 | 材料名称 | 单位 | 数量 | 理化特性 | 用途 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 水 | m³ | 1696 | -- | 配制泥浆 |
| 2 | 水泥+硅粉 | t | 739 | 硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀 | 用于固井 |
| 3 | 基础材料(膨润土) | t | 57 | 也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性 | 用于配制泥浆 |
| 4 | 基础材料($Na_2CO_3$) | t | 5 | 纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇 | 用于调节钻井液pH值 |
| 5 | 烧碱/NaOH | t | 10 | 烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性 | 用于调节钻井液pH值 |
| 6 | 大分子聚合物/80A51/NM1-4等 | t | 5 | 丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性 | 钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂 |
| 7 | 羧甲基纤维素/CMC-LV等 | t | 3 | 羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性 | 钻井液增粘和降滤失剂 |
| 8 | 中分子聚合物/LP++等 | t | 4 | 低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂 | 钻井液降滤失剂 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 9 | 小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等 | t | 4 | 聚丙烯腈复配铵盐 | 钻井液降滤失剂 |
| 10 | 抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等 | t | 21 | 树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点 | 钻井液降滤失剂 |
| 11 | 磺化酚醛树脂/SMP-2/3 | t | 38 | 水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好 | 钻井液处理剂 |
| 12 | 磺化褐煤树脂/SPNH | t | 21 | 酚醛树脂和腐植酸缩合物 | 钻井液抗高温抗盐降滤失剂 |
| 13 | 加重剂/重晶石粉 | t | 151 | 主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm$^3$ | 钻井液加重剂 |
| 14 | 加重剂/石灰石粉 | t | 43 | 主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 $CO_2$ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染 | 钻井液加重剂 |
| 15 | 除硫剂 | t | 5 | 主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味 | 钻井液除硫剂 |
| 16 | 防塌剂(胶体)/SY-A01 等 | t | 13 | 黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物 | 钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂 |
| 17 | 防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2 | t | 18 | 磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上阻止页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好 | 钻井液防塌剂 |
| 18 | 润滑剂/PRH-1/TRH-1 等 | t | 15 | 仿烃类衍生物复配，棕褐色液体 | 钻井液润滑剂 |
| 19 | 氯化钾 | t | 33 | 无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌 | 提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂 |

（7）井场布置

钻井井场占地面积为 11000m$^2$（110m×100m），其中永久占地面积为 1600m$^2$（40m×40m），临时占地面积为 14000m$^2$。每座单井将修建 1 座应急池（100m$^3$），2 座放喷池（主、副两座放喷池均为 200m$^3$），1 座泥浆暂存池（1000m$^3$）；设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。钻井期平面布置见图 3.3-5。

（8）钻机选型

推荐 ZJ70 及以上钻机。

（9）钻井周期

新钻水平井：鹰 1-2 段井深 8100 米，钻井/完井周期 105 天/115 天；鹰 3-4 段井深 8450 米，钻井/完井周期 125 天/135 天。

加深井：富源 212HJS2 钻井/完井周期 76 天/86 天；富源 216-H4JS 钻井/完井周期 67 天/77 天。

**图 3.3-5 钻井期井场平面布置示意图**

3.3.4.4.3 储层改造工程

（1）储层改造工艺

主体采用疏通酸压、前置液酸压、暂堵酸压等工艺。采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液、滑溜水激活天然裂缝；采用胶凝酸、交联酸、自生酸进行近、中、远井区域的刻蚀。

（2）改造液体系设计

采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液激活天然裂缝；采用胶凝酸、交联酸、自生酸进行近、中、远井区域的刻蚀。

**表 3.3-14 改造液体系配方**

| 序号 | 液体名称 | 液体配方 |
|---|---|---|
| 1 | 胍胶压裂液 | 0.35%～0.45%超级瓜胶+1.0%助排剂+1.0%破乳剂+0.1%杀菌剂+0.025%PH 调节剂 1+0.04%PH 调节剂 2+0.5%温度稳定剂+0.01%破胶剂 |
| 2 | 黄原胶非交联压裂液 | 0.30%黄原胶+0 不落地系统 %杀菌剂+0.02%破胶剂 |
| 3 | 胶凝酸 | 20%HCl+0.8%胶凝剂+2%高温缓蚀剂+1%助排剂+1%破乳剂+1%铁离子稳定剂 |
| 4 | 交联酸 | 20.0%HCl+0.8%稠化剂+1.0%破乳剂+1.0%助排剂+2.0%缓蚀剂+1.0%铁离子稳定剂+0.3%调理剂 |

（3）排液措施

采用自喷返排，根据油压选取 5～8mm 油嘴逐级增大至敞放排液；严格执行塔里木油田分公司 QHSE 要求，压裂废水全部入罐回收做无害化处理，不得出现跑、冒、滴、漏等污染事故，要求做到不落地、零污染。

（4）主要设备设施

储层改造主要施工设备为混砂车、压裂车及配套设施，设备设施情况见表 3.3-15。

**表 3.3-15 单座井场储层改造施工所用机械一览表**

| 设备或部件名称 | 主参数 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 运输车辆 | — | — | 5辆 |
| 电缆绞车 | — | — | 1辆 |
| 混砂车 | — | — | 6辆 |
| 供液系统 | — | — | 1套 |
| 压裂车 | 20 | $m^3$ | 6辆 |
| 加压泵组 | — | — | 2套 |
| 废液收集罐 | 30 | $m^3$ | 10个 |
| 钻采一体化井口装置 | — | — | 1套 |
| 三相计量分离器 | — | — | 1套 |
| 原油储罐 | 50 | $m^3$ | 4个 |
| 放喷池 | — | — | 1个 |

（5）原辅材料

储层改造工程原辅材料消耗主要为改造液调配消耗的水、黄原胶、破乳剂等。各材料均为罐装，由汽车拉运进场，暂存于场内原辅材料存放区内。压裂液已在厂家做好混合配比，施工现场不进行混合配比。储层改造工程原材料消耗量情况见表3.3-16。

**表3.3-16　单座井场储层改造工程原材料消耗一览表**

| 序号 | 材料名称 | 单位 | 数量 | 理化特性 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 水 | $m^3$ | 1000 | -- |
| 2 | 黄原胶 | t | 0.4 | 黄原胶是一种由黄单胞杆菌发酵产生的细胞外酸性杂多糖。是由D-葡萄糖、D-甘露糖和D-葡糖醛酸按2:2:1组成的多糖类高分子化合物，相对分子质量在100万以上；黄原胶为浅黄色至白色可流动粉末，稍带臭味。易溶于冷、热水中，溶液中性，耐冻结和解冻，不溶于乙醇。遇水分散、乳化变成稳定的亲水性粘稠胶体 |
| 3 | 破乳剂 | t | 1.2 | 含量3%的1，2-丙二醇、甲基环氧乙烷、环氧乙烷的共聚物，其余为水 |
| 4 | 氯化钾 | t | 1.6 | 无色细长菱形或立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，用作添加剂 |
| 5 | 支撑剂 | t | 31 | 压裂支撑剂是一种石英砂、陶瓷颗粒产品，具有很高的压裂强度，主要用于油田井下支撑，以增加石油天然气的产量 |

3.3.4.4.4 地面工程

（1）新建采油井场

本项目新建采油井场3座，井口采用自喷采油，井口回压2.63-3.89MPa，温度为14.9℃~16.2℃，参考塔里木油田公司发布的标准化设计“塔里木油田常规采油井场标准化定型图（2026版）采油井场（自喷/常温/抗硫）-DN80-6.3MPa”进行设计，设计压力6.0MPa，管径为DN80，每个井口设置40W/m电伴热对阀门及管线进行伴热，设取样口、温度压力、检测等。根据原油平均凝点-15℃，析蜡点最高26℃，采用井口不加热集输工艺。同时为了防管道结蜡，在井场设置手动通球装置。

在油井井场设摄像头远程监控。所有的油井套压、油井回压、出油温度集成控制信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场RTU，再传至联合站、运维中心。

（2）改造注气井场

改造注气井场7座。采用井口高压注入纯氮气工艺，设置流量检测和紧急切断流程。非2027年实施的注气井的注气支线设置阀池，进行气体截断。

单井注混合气或氮气管道来气（32MPa~48MPa，5℃~10℃），通过流量调节阀调节计量后注入井下，井场设置手动放空和自力式紧急切断阀，保证事故状态及时泄压和防止地层压力反窜。

纯注气井在注气时，拆除已有的油管线，注气管线设置超压连锁关断井下关断阀。吞吐井具有采油和注气功能，采油结束后按需求进行注气，注气管线设置超压联锁关断井下关断阀。

（3）线路工程

经油气集输系统分析，推荐方案涉及新建油集输管道共计3条，线路全长约14.0km。线路用管推荐采用玻璃钢管，管径DN80，设计压力为5.5MPa。新建气集输管道共计9条，线路全长约23.6km，线路用管推荐采用无缝钢管，管径DN80，设计压力53MPa。

管道沿线涉及顶管穿越公路8处，开挖+套管穿越砂石路16处。

**图3.3-6　管道线路走向示意图**

**表3.3-17　新建油集输管道统计表**

| 序号 | 开发时间 | 管道类型 | 起点 | 终点 | 设计压力（MPa） | 规格（mm） | 管道材质 | 长度（km） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2027 | 油集输管道 | 富源 216-H14 | 满深联 | 5.5 | DN80 | 玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN80 | 8.9 |
| 2 | | | 富源 212-H2 | 富源 212H（JS）阀组 | | | 玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN80 30mm 厚保温 | 1.7 |
| 3 | 2028 | | 富源 216-H5 | 满深联 | | | 玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN80 30mm 厚保温 | 3.4 |
| 合计 | | | | | | | | 14.0 |

**表 3.3-18　新建注气管道统计表**

| 序号 | 开发时间 | 管道类型 | 起点 | 终点 | 设计压力（MPa） | 规格（mm） | 管道材质 | 长度（km） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2027 | 气集输管道 | 富源 210-H12 | 富源 212H（JS）阀组 | 53 | DN80 | L415Q 无缝钢管 | 4.6 |
| 2 | | | 富源 210-H16 | 富源 210-H12-富源 212H（JS）阀组 | | | | 0.1 |
| 3 | | | 富源 210-H18C | 富源 210-H12-富源 212H（JS）阀组 | | | | 0.2 |
| 4 | | | 富源 216-H4JS | 满深联 | | | | 2.2 |
| 5 | | | 富源 216-H4JS | 富源 216-H12 | | | | 9.5 |
| 6 | 2029 | | 富源 216-H6 | 富源 210-H12-富源 212H（JS）阀组 | | | | 1.5 |
| 7 | | | 富源 216-H3 | 富源 210-H12-富源 212H（JS）阀组 | | | | 1.7 |
| 8 | 2030 | | 富源 216H | 富源 210-H12-富源 212H（JS）阀组 | | | | 1.9 |
| 9 | | | 富源 212-H2 | 富源 212H（JS）阀组 | | | | 1.9 |
| 合计 | | | | | | | | 23.6 |

（4）站场改造

满深联合站制氮站新建 1 台 10 万方/天二段氮气压缩机，富源 212 增压站新建 1 台 10 万方/天二段氮气压缩机。

**表 3.3-19　二段氮气压缩机参数表**

| 序号 | 参数 | 二段氮气压缩机 |
|---|---|---|
| 1 | 机组数量（台） | 1 |
| 2 | 增压介质 | 氮气 |
| 3 | 单台排量（$10^4Nm^3/d$） | 10 |

| | | |
|---|---|---|
| 4 | 运行方式 | 1用 |
| 5 | 驱动方式 | 电驱变频 |
| 6 | 进口压力（MPa） | 4~8 |
| 7 | 排气压力（MPa） | 50 |
| 8 | 单台电机功率（kW） | 560 |

3.3.4.4.5 封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.5 配套工程

3.3.4.5.1 给排水工程

（1）给水

施工期施工人数约60人，施工周期120天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按40L/d•人计，施工期生活用水量总计约288m$^3$。工程用水主要为管道试压用水，管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约6.75m$^3$，主要用于管道试压。

运营期井场为无人值守场站，不新增用水。

（2）排水

施工期废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水和生活污水等。钻井废水用临时罐体收集，回用于配制相应体系泥浆，不外排；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至满深联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；管道试压废水试压结束后用于洒水降尘；施工人员生活污水在生活污水池暂存，

经井场撬装式污水处理装置处理，达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，用于荒漠灌溉。

运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

3.3.4.5.2 供配电工程

满深联制氮站扩建压缩机电源依托《塔里木富满油田满深504-H2井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整（地面工程）》，由此项目统一考虑。新建增压站站内新建10/0.4kV配电橇，橇内设置高压开关柜5面、10kV单机电容补偿柜1面、315kVA变压器1座、低压开关柜4面，为新增压缩机及低压辅助设备配电。

富源212H增压站电源引自《塔里木富满油田富源210-H12井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整》项目中新建10kV专线，满足二级负荷要求。新建增压站站内新建10/0.4kV配电橇，橇内设置高压开关柜5面、10kV单机电容补偿柜1面、315kVA变压器1座、低压开关柜4面，为新增压缩机及低压辅助设备配电。

采油井场：富源210-H19、富源210-H21、富源210-H17钻井施工可以依托35kV富满线供电，在线路检修期或者停产期间一次性完成线路T接点建设；富源210-H19、富源210-H21生产电源依托已建的富油丁线的架空线路、富源210-H17生产电源依托已建的富油己线的架空线路，每座井场新建采油井场旁设置一座50kVA（10/0.4kV）柱上变电站，为井场内用电设备配电。

注气井场：新增电动阀就近引自井场低压配电柜中备用回路。

3.3.4.5.3 自控工程

本项目3座油井新建RTU控制系统，油井按照塔里木油井标准化常温抗硫集输井场（DN80 6.3MPa）集成。新建井场生产数据传输至阀组站（通信专业负责），在阀组站汇聚后统一上传至满深联合站（满深油气运维中心），经已建生产网传输链路上传至哈得采油气管理区调控中心，最终上传至A11系统。

本项目利用8口油井进行注氮气，现场仪表信号接入油井RTU控制系统。

满深联制氮站扩建1套$10\times10^4Nm^3/d$二段氮气压缩机橇及配套工艺检测仪表。

富源212H增压站扩建1套$10\times10^4Nm^3/d$二段氮气压缩机橇及配套工艺检测仪表。

本次规划方案设计物联网建设严格遵从集团公司和塔里木油田的数据采集与监控系统设计规范及相关要求，物联网建设覆盖率按100%考虑。

3.3.4.5.4 通信工程

本项目通信系统主要设计内容包括新建3座井场的安防及工业电视监控系统、数据传输系统及光缆线路部分。

满深联制氮站新建压缩机橇新增视频监控前端，视频数据最终传回至满深联合站统一存储与管理。

3.3.4.5.5 消防工程

根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）和《消防设施通用规范》（GB 55036-2022）的有关要求，对可能发生火灾的各类场所，根据其火灾危险性、区域大小等实际情况，分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备，以便及时扑灭初期零星火灾。同时，附近的消防站可作为消防外部依托。

3.3.4.5.6 防腐与保温工程

线路钢质管道直管采用常温型加强级三层PE外防腐，热煨弯管采用无溶剂环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带防腐，补口外防腐采用辐射交联聚乙烯热收缩带。钢质套管防腐采用无溶剂环氧涂料+聚乙烯胶黏带。

管道阴极保护采用强制电流阴极保护，依托满深联合站已建阴极保护系统对本项目新建管道进行保护。

线路玻璃钢管道不设置防腐，保温防护采用管中管法预制的硬质聚氨酯泡沫塑料+高密度聚乙烯管。

3.3.4.5.7 道路工程

本项目新建管道沿线道路通畅，道路线路较短，无须设置伴行道路，施工期间设置施工便道。

1）平面设计

施工便道与管线并行，共4段施工便道，合计长5.87km。

**图 3.3-6　道路走向图**

**表 3.3-20　施工便道统计表**

| 年份 | 管线名称 | 施工便道（m） |
|---|---|---|
| 一 | 注气气管道 | |
| 2029年 | 富源216-H6井T接至富源216-H4JS井-富源216-H12井 | 1540 |
| | 富源216-H3井T接至富源216-H4JS井-富源216-H12井 | 1705 |
| 2032年 | 富源212-H2井-富源212H井 | 759 |
| 二 | 集油管道 | |
| 2028年 | 富源216-H5井至满深联 | 1870 |
| | 合计 | 5874 |

2）纵断面设计

道路纵坡坡度为1%~10%。

3）横断面设计

本项目路面宽为3.5m，路基宽度为4.5m，边坡坡度1：1.5。

4）道路结构

施工便道结构层：场地平整+路基压实94%。

5）施工便道主要技术指标。

**表 3.3-21　施工便道主要技术指标表**

| 项目 | 单位 | 本项目采用技术指标 |
|---|---|---|
| 设计车速 | km/h | 10~15 |
| 路基宽度 | m | 4.5 |
| 行车道宽度 | m | 3.5 |
| 土路肩宽度 | m | 2×0.5 |

本次为满足井场安全生产需求，对井场钻前道路沙埋段两侧采取草方格防护，保护长度为5.24km。沙漠地段道路两侧共设置50m宽草方格固。

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 哈一联合站

（1）基本情况

哈一联集黑油处理、轻质油处理及含硫天然气处理为一体的综合性站场，哈一联碳酸岩油气（轻质油）处理系统，2005年建成投产。哈一联合站包含在哈德4油田新增90万吨产能开发建设工程中，原新疆维吾尔自治区环境保护局2005年4月26日以（新环自函〔2005〕161号）予以批复（附件），于2007年10月

16日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收。哈一联扩建工程包含于2016年8月31日通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅的《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》中。哈一联实施扩建，扩建后设计原油处理规模150×10⁴t/a，天然气处理规模200×10⁴Nm³/d，含油污水处理规模5000m³/d，注水规模3050m³/d，清水处理能力为90m³/d（消防用水、生活用水）。

（2）平面布置

哈一联合站由大庆设计院设计，大庆油建承建，以“简单、实用、国产化”为宗旨进行设计建设，具有设备选型先进可靠，站内布局分类明晰紧凑，功能区相对独立、流程简化、密闭、安全等特点。

站内平面布置详见图3.3-6。

（3）工艺流程

①原油处理流程

哈一联合站采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离（一段），脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离（二段），脱出原油中的乳化水和部分伴生气，最后进入原油缓冲罐进行油气分离缓冲，合格原油经外输泵外输至轮南。

原油处理流程见图3.3-7。

②天然气处理流程

哈得区块、哈一联合站的低压湿气（0.1MPa，20℃）经集配气阀组，与原油气提塔顶低压气（0.15MPa，60℃）、乙二醇闪蒸罐闪蒸气、轻烃闪蒸罐不凝气等混合后进低压气压缩机入口分离器（HY-4-D01），脱除凝析水和油滴后，进入低压气压缩机（HY-4-C01/1，2），气体压缩到0.5MPa，经空冷器冷却到50℃，与跃满、富源区块来的高压湿气（0.5MPa，5℃）混合，进入高压气压缩机入口分离器（HY-4-D02）、过滤分离器（HY-4-F01/1，2），分离出冷凝液及固体杂质后，进入高压气压缩机（HY-4-C02/1，2），经一级压缩到1.2MPa，经空冷器冷却到50℃，进高压气压缩机级间分离器（HY-4-D03）分离出冷凝液后进入脱

硫系统，天然气脱硫采用MDEA天然气脱硫工艺+硫磺回收工艺。脱水脱烃后干气经高压气压缩机二、三级增压至7.5MPa后打入塔轮线外输。

图3.3-6　哈一联合站平面布置图

图3.3-7 哈一联合站原油处理工艺流程简图

③采出水处理流程

采出水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水经加热后进入污水接收罐，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联合站。

含油污水处理流程见图3.3-8。

图3.3-8　哈一联合站含油污水处理工艺流程简图

3.3.4.6.2 满深联合站（富源联合站）

（1）满深联合站基本情况

满深联合站于2022年4月24日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2022〕71号），满深联合站已于2023年年底建成投产。

（2）原油处理系统

原油处理系统工艺包括气提脱硫、热化学沉降脱水和负压闪蒸稳定三部分，具体工艺流程如下：

①气提脱硫

富满油田各单井及混输管道汇集的采出液首先进入富满联合站进站气液分离器中进行气液分离，从分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，分离出的液相与富满油田计转站来液混合后，通过计量泵向混合液中分别加入破乳剂和缓蚀剂，随后混合液依次进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换。

经过换热后的原油从原油气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化天然气从原油气提塔底部进入，实现了$H_2S$从原油中向气相的传质。同时气提气在塔内自下而上运动，对原油中已分离出的$H_2S$组分起到一定程度的冲击携带作

用，有利于$H_2S$的分出。气提塔顶部携带$H_2S$的气提气自压进入天然气处理系统，塔底脱除$H_2S$的原油进入后续脱水单元。

②热化学沉降脱水

自气提塔底部的脱硫原油进入热化学脱水球罐中进行脱水。经过热化学脱水球罐分离后，油相从球罐中部出来后进入后续原油稳定塔中，分离的水相从球罐底部进入后续水处理系统。

③负压闪蒸稳定

从球罐中脱水后的原油直接进入原油稳定塔。稳定后的原油通过稳定原油提升泵增压后进入外输系统。原油稳定塔塔顶气经原稳压缩机增压后进入压缩机出口空冷器冷却，冷却后的塔顶气及混烃进入三相分离器进行油气水分离，分离出的水进入后续水处理系统。

原油处理工艺流程详见图3.3-7。

（3）天然气处理工艺

天然气处理系统工艺包括前置增压、胺法脱硫、丙烷浅冷脱水脱烃、乙二醇再生、硫磺回收，具体工艺流程如下：

天然气处理系统工艺流程详见图3.3-8。

**图3.3-7　　原油处理系统工艺流程图**

**图 3.3-8　　天然气处理系统工艺流程图**

（4）水处理工艺

原油系统来水进入采出水处理系统，根据水质情况向管道中注入絮凝剂或破乳剂，然后进入压力缓冲除油装置中进行水量、水质调节，经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮物。压力缓冲除油装置出水经污水提升泵提升至压力式聚结除油装置，装置内装有粗粒化提料，使污水中的细微油珠聚结成大颗粒，从而实现油水分离，污水中的油污得到进一步去除。压力缓冲除油装置和压力式聚结除油装置顶部收集的浮油经管道自流至原油系统零位罐。处理达标后的水进入净化水缓冲罐，出水口设置杀菌剂加药点，对外输水进行杀菌处理，最终净化水经外输调水泵输送至调水管道最终回注地层。采出水处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。水处理系统工艺见图3.3-9。

**图3.3-9　　水处理系统工艺流程图**

（5）依托可行性分析

由于满深联合站2023年底建成并投用，本区块内前期采出水较少，故满深联合站处理量较小，随着区块内采油、采油井的大面积开发、开采时间增长，采出水大量增加后，满深联合站处理能可以满足要求。满深联合站依托可行性见表3.3-22。

**表3.3-22　　满深联合站依托可行性分析表**

| 序号 | 项目内容 | 设计最大处理规模 | 区块最大产量 | 剩余产能 | 本项目需处理量 | 依托可行性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 原油 $10^4$t/a | 240 | 228.47 | 11.53 | 4.93 | 可依托 |
| 2 | 天然气 $10^4m^3/d$ | 690（满深联300、哈一联240、零散气回收站150） | 630.18 | 59.82 | 9.18 | 可依托 |
| 3 | 采出水 $m^3/d$ | 1500 | 360 | 1140 | 7.59 | 可依托 |

3.3.4.6.3 塔河南岸钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，设施的中心坐标为北纬，东经。站址西部由北向南依次为2座10000$m^3$生活垃圾填埋池、20000$m^3$污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500$m^3$隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为2座10000$m^3$工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000$m^3$聚磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为400$m^3$/d。塔河南岸区块钻试修废弃

物环保处理站于2016年11月7日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函〔2016〕1626号)，并于2019年4月通过了企业自主竣工环境保护验收(油质安〔2019〕6号)。塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图3.3-10。

图3.3-10　　塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站平面布置图

（2）钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。处理后的固体废物满足新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中控制指标要求。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图3.3-11。

图3.3-11　钻井聚磺体系岩屑固废处理工艺流程图

（3）依托可行性

依托可行性分析见表3.3-23。

表3.3-23　　塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站依托可行性分析表

| 环保处理站情况 | | | 本项目日最大需处理量($m^3$/d) | 依托可行性 |
|---|---|---|---|---|
| 名称 | 设计规模($m^3$/d) | 现状富余处理量($m^3$/d) | | |
| 钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理装置 | 400 | 180 | 12.8 | 可行 |

塔河南岸钻试修废弃物环保处理站位于新疆阿克苏地区沙雅县库木博斯坦村东南12km处，主要处理油气田钻井过程中产生的磺化泥浆废弃物。站内现有1套高温氧化工艺装置、1套钻试修废水处理装置（含1座污水暂存池和1座隔油池）、1套化学水洗工艺装置、2座生活垃圾填埋池、2座固废填埋池。该站已于2016年11月取得自治区生态环境厅批复；2019年完成自主验收工作。

（3）固废填埋池

现有工业固废填埋池2座，单座容积10000$m^3$，生活垃圾填埋池2座，单座10000$m^3$，现状工业固废填埋场富余量在5000$m^3$以上，生活垃圾填埋池富余量在5000$m^3$以上，可以满足本项目一般工业固体废物和生活垃圾填埋需求。

3.3.4.6.4 哈四联合站

哈四联合站位于哈得油田中部，占地约8.2$hm^2$，是哈得油田第1座联合站，于2000年7月28日投产，经过2000年、2002年、2005年前后三次产能建设以及2007

年伴生气回收处理系统的建设，哈四联已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水，供热的大型联合站。

哈四联目前的规模：原油处理能力100×10$^4$t/a，清水处理能力2000m$^3$/d，污水处理能力9100m$^3$/d，注水能力7000m$^3$/d，伴生气处理能力10×10$^4$m$^3$/a，淡化水处理能力240m$^3$/d。哈四联合站按功能分成十大系统，主要包括：原油处理系统、清污水处理系统、注水系统、伴生气处理装置、消防系统、仪表风系统、淡化水处理系统、锅炉供热系统、装卸油系统和DCS控制系统。

污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入2500m$^3$来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入1000m$^3$净化水罐或2000m$^3$污水注水罐。

工艺流程见图3.3-12。

图3.3-12　**哈四联污水处理系统工艺流程简图**

本项目每年产生井下作业废水38t，依托哈四联污水处理系统处理可行。

3.3.4.6.5 废液处理站（富源7注水井西侧）

废液处理站（富源7注水井西侧）包含在《塔里木油田富源区块钻试修废液处理项目环境影响报告书》内，该项目已于2025年4月30日由巴音郭楞蒙古自治州生态环境局以新环审〔2025〕82号文予以批复，目前已建成，待验收。该废液处理站占地面积0.196hm$^2$，各设备设施以撬装化为主，主要处理工艺为“氧化破胶→混凝→气浮分离→多级过滤”。设计处理规模30m$^3$/h，富余量600m$^3$/d，与富源7注水井场间隔10米，处理达标后的出水利用富源7井进行回注，回注地层为油层。本项目每年产生井下作业废水38t，待废液处理站运行后，依托其处理可行。

图 3.3-13　废液处理站处理工艺流程图

图 3.3-14　本项目与依托工程位置关系图

## 3.4 工程分析

### 3.4.1 工艺流程及产排污节点

#### 3.4.1.1 施工期

施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

**（1）钻前工程**

钻前工程主要为在钻井井位确定后的井场建设，道路依托现有砂石路。

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

**钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。**

**（2）钻井工程**

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

钻井采用随钻泥浆不落地及减量化处置工艺，钻井泥浆为水基泥浆，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+甩干机+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，同时减少钻井岩屑的产生；液相经调节后排入泥浆罐循环利用，侧一开、侧二开二磺化

泥浆钻井岩屑转运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔1米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为富满油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

**本项目钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；废水主要为生活污水，经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期**

**检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；钻井期产生的岩屑随磺化泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配置；分离后的磺化泥浆岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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2第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油收集后进入原油处理系统资源回用；废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。**

**（3）储层改造工程**

储层改造工程主要为酸化、测试放喷等工艺。

1）酸化

采取酸化解堵改造工艺，提高地层渗流能力，使堵塞物在较小压差下排出地层，从而疏通地层孔隙，提高产能。经按比例配制好的酸化液由酸罐车拉运至井场暂存，通过加压泵由井口泵注酸液，依靠酸液和储层堵塞物溶蚀，使堵塞物在较小压差下排出地层，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。酸化废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对富满区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至哈一联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

2）测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至原油储罐，再由

油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为1～2d。

**储层改造工程主要废气为储层改造废气、放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂废水，生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉；酸化压裂废水作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈一联合站处置。噪声为压裂设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾定点收集，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。**

**（4）地面工程**

**1）井场建设**

设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

**2）管线敷设**

管线施工工艺流程详见图3.4-1。

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②施工前土地清理

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证300mm 净距、与电缆之间保证500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持250mm 净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽1.0m，顶宽3.8m，管沟边坡比为1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。

④管线组装

本项目新建集输管线采用玻璃钢管，钢管的制造符合《SYT 6267-2018 高压玻璃纤维管线管》的要求。

⑤管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图3.4-2。

**图3.4-1　　管线施工工艺流程及产污环节示意图**

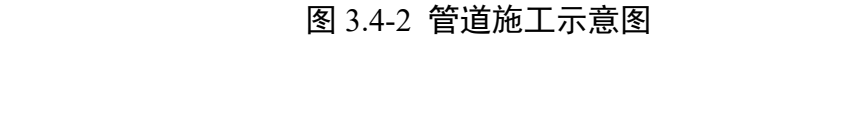

**图3.4-2 管道施工示意图**

⑥吹扫与试压

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

集输管线试压介质采用中性洁净水。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的95%，且最高点压力应为管道设计压力的1.5倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑦穿越工程

管道沿线涉及顶管穿越公路8处，开挖+套管穿越砂石路16处。

⑧管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下管道的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上500mm左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

**管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量。噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声。废水污染源主要为试压废水，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣等施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地**

**平整；生活垃圾定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。**

3.4.1.2 运营期

本项目工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

（1）油气开采

①采油工艺

井口装置主体推荐采用105MPa及以上压力等级井口，井口材质推荐采用EE-NL级（老井转注气时继续沿用前期井口材质）。采用双翼双阀结构，耐温等级P-U（-29-121℃）；采油井/注水替油井规范级别PSL2及以上，性能级别PR1及以上；注气井规范级别PSL3G（注气压力35~50MPa），性能级别PR2；注气井井口应配置液控安全阀或紧急切断阀，并配套相应液控系统；井口及各级环空安装压力监测装置；后期有转注气需求的采油井/注水替油井，完井时井口装置规范级别、性能级别按注气井要求执行。

1）动用原油地质储量335.7×$10^4$t。

2）开发层系：奥陶系一间房组～鹰山组。

3）开发方式：注气开发。

4）井网井型：现井网条件下转注开发，新井井型以“水平井+斜井”为主。

5）单井配产：28.8~35.5t/d，平均单井配产32.8t/d。

方案区采取注气补能措施，依据地质配产参数，采油井方案期预测能自喷生产，推荐自喷采油；若后期开采方式发生变化，择机设计机采方式。

采油井口压力14.7~37.3MPa，井口温度16.6~22.5℃，自喷采油。

②注气工艺

单井日配注气量（2~5）×$10^4$$Nm^3$/d，井口注气压力（32~48）MPa。

注气管柱及井口：转注气井管柱校核满足方案注气要求，在保证第一屏障完整的前提下可利用原井管柱和井口，需更换管柱及井口时参照完井管柱及完井井口设计部分进行配置。

注入方式：油管注入（无水工况）。

注入气质要求：注气气质为氮气或混合气（氮气：天然气=4:1），不含水，氮气纯度不低于99.2%，且现场检测设备具备存储和远传功能。

其他要求：创造无水注气工况条件。

（2）油气集输

井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后由新建集输管线油气混输至阀组站后，直接进入计转站，最终送至满深联处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂等。

洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

**油气开采及集输过程中废气污染源主要为采油井场无组织废气($G_1$)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水($W_1$)和井下作业废水($W_2$)，其中采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层，井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；噪声污染源主要为采油树($N_1$)、移动制氮+注氮橇等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油($S_1$)、井下作业产生的废防渗材料($S_2$)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。**

图3.4-4　井场油气开采及集输工艺流程图

3.4.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

**退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，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液，管线两端使用盲板封堵。**

### 3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

#### 3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集油管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为井场、管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本项目总占地约63.52hm$^2$，其中永久占地0.758hm$^2$、临时占地62.76hm$^2$，详见表3.4-1。工程占地类型主要为沙地等。

**表3.4-1　占地面积统计表**

| 序号 | 工程内容 | 新增占地面积（$hm^2$） | | | 说明 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 永久 | 临时 | 总占地 | |
| 1 | 井场、站场 | 0.758 | 4.4 | 5.158 | 新建井场3座，单座井场永久占地为40m×40m；富源212H增压站扩建永久占地为40m×15m；7座老井井场改造，单座井场改造永久占地311.5$m^2$；新钻井2口、加深井2口，钻井期单座井场临时占地面积为110m×100m。 |
| 2 | 集输管线 | 0 | 45.12 | 45.12 | 新建单井集输管线14km，施工作业带宽度12m；新建单井注气管线23.6km，施工作业带宽度12m；全部为临时占地。 |
| 3 | 电力工程 | 0 | 10.6 | 10.6 | 新建7km10kV电力线路、8km35kV电力线路，作业带范围分别按6m、8m计。 |
| 4 | 施工便道 | 0 | 2.64 | 2.64 | 管线施工便道5.87km，路基宽度4.5m |
| 合计 | | 0.758 | 62.76 | 63.52 | 占地类型为沙地 |

3.4.2.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气、施工车辆尾气和测试放喷废气、储层改造废气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、$SO_2$、$NO_X$、$C_mH_n$等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③测试放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1～2d。

④储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为HCl等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比目前富满油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m$^3$/m，本项目钻井进尺为32400m，产生的钻井废水约为1620m$^3$。钻井废水由临时罐体收集全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

②酸化压裂废水

根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为1000m$^3$，则本项目井场压裂废水产生量为4000m$^3$，酸化废水采取不落地直接排入回收罐中。

③试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米2.5m$^3$计算，本项目各类管线共计37.6km，试压废水约为94m$^3$，主要污染物为SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

④生活污水

本项目施工人数约60人，施工周期120天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按40L/d•人计，生活用水量总计约288m$^3$，生活污水排放量按用水量的

80%计，则施工期生活污水共产生量为230.4m³。生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。

（3）固体废物污染源

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾。

①施工土石方

本项目施工期开挖土方主要产生于井场设备基础建设、管沟开挖等环节。本项目部署井场1座，新建管线37.6km。

工程区永久占地为0.758hm²，场平高度约为1m，开挖量为0.758×10⁴m³，全部用于回填，场地平整。井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约10cm，合计需砾石0.076万m³，所有砾石均外购自沙雅县周边的砂石料厂。

新建管线37.6km，单管沟挖深1.5m，沟底开挖宽度为1.0m，则挖方量5.64×10⁴m³，全部用于回填，无弃方。

预计本项目共开挖土方6.398×10⁴m³，回填土方6.474×10⁴m³，外借土方0.076×10⁴m³，无弃方。开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填，借方来源于外购，不再单独设置取、弃土场。

本项目土石方平衡见下表3.4-2。

**表3.4-2　土方挖填方平衡表　单位：万m³**

| 项目分区 | 挖方 | 填方 | 调入 | | 调出 | | 借方 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 土石方 | 土石方 | 数量 | 来源 | 数量 | 去向 | 数量 | 来源 |
| 井场工程区 | 0.758 | 0.834 | / | / | / | / | 0.076 | 外购 |
| 管道工程区 | 5.64 | 5.64 | / | / | / | / | 0 | / |
| 合计 | 6.398 | 6.474 | / | / | / | / | 0.076 | / |

②废弃钻井泥浆

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体，是液体、固体和化学处理剂的混合物，也称为钻井泥浆。废弃钻井泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内

的泥浆，废弃钻井泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V=\frac{1}{8}\pi D^2h+18\left(\frac{h-1000}{500}\right)+116$$

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，$m^3$；

D——井眼的平均直径，取平均值0.15m；

h——井深，取32400m。

本项目钻井过程中水平井一开、二开均采用水基非磺化钻井液，三开、四开采用水基磺化钻井液，侧钻井侧一开采用水基磺化钻井液。由以上经验公式计算可得，钻井期水基非磺化废弃泥浆产生量为766.34$m^3$、水基磺化废弃泥浆产生量为766.34$m^3$。

水基非磺化废弃泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相用于井场、站场回填及修路。水基磺化废弃泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times 2$$

式中：W——钻井岩屑产生量，$m^3$；

D——井眼的平均直径侧钻井取平均值0.15m；

h——井深，取32400m。

本项目钻井过程中水平井一开、二开均采用水基非磺化钻井液，三开、四开采用水基磺化钻井液，侧钻井侧一开采用水基磺化钻井液。由以上经验公式计算可得，钻井期非磺化钻井岩屑产生量为572.56$m^3$、磺化钻井岩屑产生量为572.56$m^3$。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井期间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，分离后的液相回用于钻井液配置，分离后的非磺化钻井岩屑可直接用于铺垫油区内的井场、道路等，磺化钻井岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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2第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

④废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.3t/口，本项目部署钻井4口，废机油产生量为1.2t，废机油收集后进入原油处理系统资源回用。

⑤烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本项目部署钻井4口，烧碱废包装袋产生量为0.4t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，本项目部署钻井4口，废防渗材料产生量为0.8t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦生活垃圾

本项目水平井单井完钻周期135天、加深井单井完钻周期76天，单井施工人数约60人，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计12.66t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

综上所述，本项目钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.4-3。

**表3.4-3　本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表**

| 项目 | 污染源 | 污染物 | 污染物排放速率/浓度 | 污染物产生量 | 主要处理措施 | 排放量 | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 测试放喷废气 | $SO_2$、$NO_2$、$C_mH_n$ | — | — | 试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃 | — | 环境空气 |
| | 施工扬尘 | 粉尘 | — | — | 洒水抑尘 | — | 环境空气 |
| | 施工机械及运输车辆尾气 | 颗粒物、$SO_2$、$NO_2$、$C_mH_n$ | — | — | 机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行 | — | 环境空气 |
| 废水 | 钻井废水 | pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体 | — | 1620$m^3$ | 钻井废水临时罐体收集，用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排 | 0 | 不外排 |
| | 试压废水 | SS | — | 94$m^3$ | 洒水抑尘 | 0 | 不外排 |
| | 生活污水 | 水量 | — | 230.4$m^3$ | 生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。 | 0 | 不外排 |
| 固体废物 | 废弃泥浆 | — | — | 1532.68$m^3$ | 水基非磺化废弃泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相用于井场、站场回填及修路。<br>水基磺化废弃泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。<br>钻井期间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，分离后的液相回用于钻井液配置，分离后的非磺化钻井岩屑可直接用于铺垫油区内的井场、道路等，磺化钻井岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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2第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。 | 0 | 不外排 |
| | 钻井岩屑 | — | — | 1145.11$m^3$ | | 0 | 不外排 |
| | 废机油 | — | — | 1.2t | 收集后进入原油处理系统资源回用 | 0 | 不外排 |
| | 废烧碱包装袋 | — | — | 0.4t | 收集后由区域具有危废处置资质的公司 | 0 | 不外排 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 废防渗材料 | — | — | 0.8t | 接收处置 | 0 | 不外排 |
| | 生活垃圾 | — | — | 12.66t | 收集后清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置 | 0 | 不外排 |
| 噪声 | 钻机 | — | — | 110dB(A) | 合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减 | 100dB(A) | 声环境 |
| | 吊装机 | — | — | 98dB(A) | | 88dB(A) | |
| | 泥浆泵 | — | — | 109dB(A) | | 99dB(A) | |
| | 挖掘机 | — | — | 104dB(A) | | 94dB(A) | |
| | 压路机 | — | — | 104dB(A) | | 94dB(A) | |

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中井场、集气站、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表3.4-4。

**表3.4-4　主要施工设备噪声源不同距离声压级　　单位：dB(A)**

| 序号 | 设备名称 | 噪声值/距离（dB（A）/m） | 序号 | 设备名称 | 噪声值/距离（dB（A）/m） |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 装载机 | 88/5 | 3 | 运输车辆 | 90/5 |
| 2 | 挖掘机 | 90/5 | 4 | 吊装机 | 84/5 |

### 3.4.3 运营期环境影响因素分析

#### 3.4.3.1 废水污染源

本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。

（1）采出水

根据开发方案预测，本项目随着开采年限的增长采出水量逐渐增加，新增采出水最大量为7.59$m^3$/d（2504$m^3$/a），主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

（2）井下作业废水

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（环保部公告2021年第16号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

**表3.4-5　石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表**

| 污染物类别 | 原料名称 | 工艺名称 | 规模等级 | 污染物指标 | 单位 | 产污系数 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废水 | 洗井液（水） | 非低渗透油井洗井作业 | 所有规模 | 工业废水量 | 吨/井 | 76.0 |

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据上表计算井下作业废水产生量为76.0t/井次。本项目运营期新建采油井3口、利用老井（纯采油井）2口、利用老井（改建注气井）7口，合计生产井按照12口计算，按井下作业每2年1次计算，则每年产生井下作业废水456t。井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期废气主要为井场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中含硫化氢，在油气集输环节产生的废气主要包括非甲烷总烃、$H_2S$。

（1）无组织非甲烷总烃（NMHC）

在油气集输环节产生的挥发性有机物($VOC_S$)主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，$VOC_S$主要为非甲烷总烃。本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

$$E_{设备}=0.003\times\sum_{i=1}^{n}\left(e_{TOC,i}\times\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}\times t_i\right)$$

式中：$E_{设备}$——设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

$t_i$——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{VOCs,\ i}$——流经密封点i的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{TOC,\ i}$——流经密封点i的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

**表 3.4-6　　设备与管道组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表**

| 类型 | 设备类型 | 排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源） |
|---|---|---|
| 石油炼制工业 | 连接件 | 0.028 |
| | 开口阀或开口管线 | 0.03 |
| | 阀门 | 0.064 |
| | 压缩机、搅拌器、泄压设备 | 0.073 |
| | 泵 | 0.074 |
| | 法兰 | 0.085 |
| | 其他 | 0.073 |

$WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.4-7 所示。

**表 3.4-7　　本项目单个井场无组织废气核算一览表**

| 序号 | 设备名称 | 密封点数量(个) | 排放速率(kg/h) | 年运行时间(h) | 年排放量(t) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 阀门 | 15 | 0.000192 | 8760 | 0.025 |
| 2 | 法兰 | 30 | 0.000255 | 8760 | 0.067 |
| 合计 | | | | | 0.092 |

经核算，本项目运营期新建采油井 3 口、利用老井（纯采油井）2 口、利用老井（改建注气吞吐井）3 口，合计采油生产井按照 8 口计算，无组织非甲烷总烃年排放量为 0.736t/a。

（2）无组织硫化氢核算

项目井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰、泵连接处泄漏，参照大连市环境科学设计研究院张秀青发表的《石化企业废气无组织排放源及排放量估算简

介》计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_C=KCV\times(M/T)^{0.5}$$

$G_C$为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K为安全系数，一般取1～2，本项目取2；

C压力系数，取0.182；

V为设备和管道内部容积，$m^3$，井场核算值为2；

M为设备和管道内气体分子质量，本项目取16；

T为设备和管道内部气体绝对温度，K，本项目取333。

经过核算，单口采油井场GC取值为0.159kg/h，8口采油生产井合计为1.272kg/h。根据天然气组分，硫化氢在天然气中质量占比平均为0.0073%，则本项目无组织硫化氢排放速率为0.000093kg/h（0.00074t/a）。

3.4.3.3 固体废物污染源

（1）危险废物

根据《关于印发（危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采）等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告2021年 第74号）中附件1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本项目建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

本项目运营期产生的落地油主要来源于井下作业环节、采油环节、集输环节。井下作业环节中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，采油环节中由于井场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物，集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。井场涉油设施阀门、法兰等以及集输管线会定期检修，产生的落地油很少，一旦产生将100%回收，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本项目井下作业时带罐作业，为防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约50kg/井·次，作业频次一般2年，约合0.025t/a·井，本项目运营期生产井按照12口计算，产生落地油量为0.3t/a。本次评价要求落地油回收率为100%，收集后委托有资质单位接收处置。

②废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1～2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，约合0.25t/a·井。则本项目12口井产生废弃防渗材料最大量约3t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油，类比同类型井场，本项目废润滑油产生量约为0.9t/a。

④废分子筛

本项目注氮井场为保持设备制氮效率会定期更换分子筛，类比同类型井场，本项目废分子筛产生量约为0.8t/a，定期由厂家更换回收。

项目产生的危险废物汇总表见表3.4-8。

**表3.4-8　　危险废物汇总表**

| 序号 | 危险废物名称 | 固废类别 | 废物代码 | 产生量（t/a） | 产生工序 | 产废周期 | 危险特性 | 污染物防治措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 落地油 | HW08废矿物油与含矿物油废物 | 071-001-08 | 0.3 | 井下作业、油气开采和集输与处理环节 | 间歇 | T.I | 交由有危废处置资质的单位处置 |
| 2 | 废防渗材料 | | 900-249-08 | 3 | 场地清理环节 | 间歇 | T.I | |
| 3 | 废润滑油 | | 900-217-08 | 0.9 | 井下作业、油气开采和集输与处理环节 | 间歇 | T.I | |
| 4 | 废分子筛 | 一般工业固体废物 | 900-009-S59 | 0.8 | 注气环节 | 间歇 | / | 厂家回收更换 |

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 运营期噪声源强

本项目井场产噪设备主要为采气树、加热节流撬、移动制氮+注氮橇、计量站(主要产噪设备为机泵)噪声，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》(电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013年2月)：采气树噪声属气流噪声，噪声源强范围为85～90dB(A)；参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中机泵噪声源强范围为85～90dB(A)、压缩机噪声源强范围为90～98dB(A)；故本项目采气树噪声参考取85dB(A)，加热节流撬噪声取85dB(A)，移动制氮+注氮橇噪声取90dB(A)，噪声污染源治理措施情况见表3.4-9。

**表3.4-9　　噪声污染源及其治理措施一览表**

| 序号 | 井场 | 噪声源名称 | 数量/(台/套) | 源强(dB(A)) | 降噪措施 | 降噪效果(dB(A)) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 单座采气井场 | 采气树 | 1 | 85 | 基础减振 | 15 |
| 2 | | 加热节流撬 | 1 | 85 | 基础减振 | 15 |
| 3 | 注氮井场 | 移动制氮+注氮橇 | 1 | 90 | 基础减振 | 15 |
| 4 | 计量站 | 机泵 | 1 | 90 | 基础减振 | 15 |

3.4.3.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表3.4-10。

**表3.4-10　运营期污染物排放汇总**

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 油气集输 | 无组织排放废气 | NMHC | 0.736 | 0.736 | 大气 |
| | | | $H_2S$ | 0.0013 | 0.0013 | |
| 废水 | 采出水 | | 废水量 | 2504 | 0 | 采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。 |
| | 井下作业废水 | | 井下作业废水 | 456 | 0 | 井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏 |

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。 |
| 固体废物 | 井场作业 | 落地油 | - | 0.3 | 0 | 委托有资质单位处理 |
| | | 废防渗材料 | - | 3 | 0 | |
| | | 废润滑油 | - | 0.9 | 0 | |
| | | 废分子筛 | - | 0.8 | 0 | 厂家回收更换 |
| 噪声 | 采油树、分离器、机泵、压缩机等 | 机械噪声 | - | 85~90dB(A) | 厂界达标 | 选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施 |

### 3.4.4 退役期环境影响因素分析

#### 3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

#### 3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

#### 3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

（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。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

（1）废弃管线维持现状，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液，管线两端使用盲板封堵。

（2）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；

（3）对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（4）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（5）退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

单井开采后，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

### 3.4.5 非正常排放

非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本项目井场非正常排放见表3.4-11。

**表3.4-11　　井场非正常排放情况一览表**

| 非正常排放源 | 非正常排放原因 | 污染物 | 污染物排放速率/(kg/h) | 单次持续时间/h | 年发生频次/次 |
|---|---|---|---|---|---|
| 放喷口 | 井口压力过高 | 非甲烷总烃 | 0.8 | 0.17 | 1 |
| | | 硫化氢 | 0.002 | | |

本项目运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。现哈得采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

### 3.4.6 清洁生产水平分析

#### 3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

##### 3.4.6.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

（1）钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到90%以上，钻井液循环率达到90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

（5）钻井岩屑等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

（7）本项目钻井新鲜水使用量为19t/100m标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

（8）先进性分析。塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.6.1.2 运行期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入哈一联合站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、

水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用QHSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守QHSE管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-12~3.4-14。

**表3.4-12　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

| 定量指标 | | | | | | 本项目评价 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 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 | 得分 |
| （1）资源和能源消耗指标 | 30 | 占地面积 | $m^2$ | 15 | 符合行业标准要求 | 符合 | 15 |
| | | 新鲜水消耗 | t/100m标准进尺 | 15 | ≤25 | 19 | 15 |
| （2）生产技术特征指标 | 5 | 固井质量合格率 | % | 5 | ≥95 | 100% | 5 |
| （3）资源综合利用指标 | 30 | 钻井液循环率 | 井深：3000以上 | 10 | ≥60% | 90% | 10 |
| | | 柴油机效率 | % | 10 | ≥90% | 90% | 10 |
| | | 污油回收率 | % | 10 | ≥90% | 100% | 10 |
| （4）污染物 | 35 | 钻井废水产生量 | t/100m标准进尺 | 10 | 甲类区：≤30； | 乙类区≤30 | 10 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 指标 | | | | | 乙类区：≤35 | | |
| | | 石油类 | kg/井次 | 5 | ≤10 | ≤10 | 5 |
| | | COD | kg/井次 | 5 | 甲类区：≤100；乙类区：≤150 | 乙类区≤150 | 5 |
| | | 废弃钻井液产生量 | $m^3$/100m标准进尺 | 10 | ≤10 | ≤10 | 10 |
| | | 柴油机烟气排放浓度 | - | 5 | 符合排放标准要求 | 符合 | 5 |

| 定性指标 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | | 指标分值 | 本项目评价得分 |
| （1）资源和能源消耗指标 | 15 | 钻井液毒性 | 可生物降解或无毒钻井液 | 10 | 10 |
| | | 柴油消耗 | 具有节油措施 | 5 | 5 |
| （2）生产工艺及设备要求 | 30 | 钻井设备先进性 | 国内领先 | 5 | 5 |
| | | 压力平衡技术 | 具备欠平衡技术 | 5 | 5 |

| 定性指标 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | | 指标分值 | 本项目评价得分 |
| （2）生产工艺及设备要求 | 30 | 钻井液收集设施 | 配有收集设施，且使钻井液不落地 | 5 | 5 |
| | | 固控设备 | 配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备 | 5 | 5 |
| | | 井控措施 | 具备 | 5 | 5 |
| | | 有无防噪措施 | 有 | 5 | 5 |
| （3）管理体系建设及清洁生产审核 | 35 | 建立HSE管理体系并通过认证 | | 10 | 10 |
| | | 开展清洁生产审核并通过验收 | | 20 | 20 |
| | | 制定节能减排工作计划 | | 5 | 5 |
| （4）贯彻执行环境保护法规符合性 | 20 | 废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求 | | 10 | 10 |
| | | 污染物排放总量控制与减排措施情况 | | 5 | 5 |
| | | 满足其他法律法规要求 | | 5 | 5 |

**表 3.4-13　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 | 得分 |
| (1)资源和能源消耗 | 30 | 作业液消耗 | $m^3$/井次 | 10 | ≤5.0 | ≤5.0 | 10 |
| | | 新鲜水消耗 | $m^3$/井次 | 10 | ≤5.0 | ≤5.0 | 10 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 指标 | | 单位能耗 | - | 10 | 行业基本水平 | 符合 | 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 |
| | | 生产过程排出物利用率 | % | 10 | 100 | 100% | 10 |
| (4)污染物产生指标 | 30 | 作业废液量 | kg/井次 | 10 | ≤3.0 | ≤3.0 | 10 |
| | | 石油类 | kg/井次 | 5 | 甲类区：≤10；乙类区：≤50 | 乙类区≤50 | 5 |
| (4)污染物产生指标 | 30 | COD | kg/井次 | 5 | 甲类区：≤100；乙类区：≤150 | 乙类区≤150 | 5 |
| | | 含油油泥 | kg/井次 | 5 | 甲类区：≤50；乙类区：≤70 | 乙类区≤70 | 5 |
| | | 一般固体废物(生活垃圾) | kg/井次 | 5 | 符合环保要求 | 符合 | 5 |

| 定性指标 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | | 指标分值 | 本项目 |
| (1)生产工艺及设备要求 | 40 | 防喷措施 | 有效 | 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)环境管理体系建设及清洁生产审核 | 40 | 建立HSE管理体系并通过认证 | | 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符合性 | 20 | 满足其他法律法规要求 | | 20 | 20 |

**表 3.4-14　采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

| 定量指标 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | 单位 | 权重值 | 评价基准值 | 本项目 | |
| | | | | | | 实际值 | 得分 |
| （1）资源和能源消耗指标 | 30 | 综合能耗 | kg标煤/t采出液 | 30 | 天然气：≤50 | ≤50 | 30 |
| (2)资源综合利用指标 | 30 | 余热余能利用率 | % | 10 | ≥60 | 0 | 0 |
| | | 油井伴生气回收利用率 | % | 10 | ≥80 | 100 | 10 |
| | | 含油污泥资源化利用率 | % | 10 | ≥90 | 100 | 10 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (3)污染物产生指标 | 40 | 石油类 | mg/L | 5 | ≤10 | ≤10 | 5 |
| | | COD | mg/L | 5 | 乙类区≤150 | 60 | 5 |
| | | 落地原油回收率 | % | 7.5 | 100 | 100 | 7.5 |
| | | 采油废水回用率 | % | 7.5 | ≥60 | 100 | 7.5 |
| | | 油井伴生气外排率 | % | 7.5 | ≤20 | 0 | 7.5 |
| | | 采油废水有效利用率 | % | 7.5 | ≥80 | 100 | 7.5 |

| 定性指标 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 指标分值 | 二级指标 | | 指标分值 | 本项目得分 | |
| | | | | | 实际情况 | 得分 |
| (1)生产工艺及设备要求 | 45 | 井筒质量 | | 5 | 井筒实施完好 | 5 |
| | | 采油 | 套管气回收装置 | 10 | 无 | 0 |
| | | | 防止落地原油产生措施 | 10 | 先进 | 10 |
| | | 采油方式 | 采油方式经过综合评价确定 | 10 | 先进 | 10 |
| | | 集输流程 | 全密闭流程，并具有轻烃回收装置 | 10 | 全密闭 | 10 |
| (2)环境管理体系建设及清洁生产审核 | 35 | 建立HSE管理体系并通过认证 | | 10 | 已建立 | 10 |
| | | 开展清洁生产审核并通过验收 | | 20 | 已开展 | 20 |
| | | 制定节能减排工作计划 | | 5 | 已制定 | 5 |
| (3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况 | 20 | 建设项目环保“三同时”制度执行情况 | | 5 | 已落实 | 5 |
| | | 建设项目环境影响评价制度执行情况 | | 5 | 已落实 | 5 |
| | | 老污染源限期治理项目完成情况 | | 5 | 不涉及限期治理项目 | 5 |
| | | 污染物排放总量控制与减排指标完成情况 | | 5 | 已完成 | 5 |

3.4.6.2 评价指标体系计算及结论

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

式中：

$P_1$——定量评价考核总分值；

$n$——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$——第 $i$ 项评价指标的单项评价指数；

$K_i$——第 $i$ 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

式中：

$P_2$——定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$——定性评价指标体系中第 $i$ 项二级指标的得分值；

$N$——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

$P$——清洁生产综合评价指数；

$P_1$——定量评价指标考核总分值；

$P_2$———定性评价指标考核总分值。

由表计算得出：本项目井下作业定量指标得分100分，定性指标得分100分，综合评价指数得分100分；采气作业定量指标得分90分，定性指标得分100分，综合评价指数得分94分。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表3.4-15。

**表3.4-15　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数**

| 清洁生产企业等级 | 清洁生产综合评价指数 |
|---|---|
| 清洁生产先进企业 | P≥90 |
| 清洁生产企业 | 75≤P<90 |

根据计算，本项目在执行各类环境保护、节能降耗措施后，综合评价指数得分94分，整体可达到清洁生产先进企业水平。

### 3.4.7 污染物排放“三本账”

本项目实施后“三本账”的排放情况见表3.4-16。

表3.4-16　本项目运营期污染物排放“三本账”表

| 序号 | 影响类别 | 污染物 | 现有工程产生量（t/a） | 本项目产生量（t/a） | 总体工程 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 产生量（t/a） | 以新带老削减量（t/a） | 排放增减量 |
| 1 | 废气 | 颗粒物 | 0.13 | 0 | 0.13 | 0 | 0 |
| | | $SO_2$ | 0.062 | 0 | 0.062 | 0 | 0 |
| | | $NO_X$ | 0.798 | 0 | 0.798 | 0 | 0 |
| | | NMHC | 0.264 | 0.736 | 1.0 | 0 | +0.736 |
| | | $H_2S$ | 0.0044 | 0.0013 | 0.0057 | 0 | +0.0013 |
| 2 | 废水 | 生产废水 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | 生活污水 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 固体废物 | 含油污泥 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | 生活垃圾 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

### 3.4.8 污染物总量控制分析

#### 3.4.8.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

#### 3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十五五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：$NO_X$、VOCs。

废水污染物：COD、总磷。

#### 3.4.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据项目工程特点，本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的VOCs为0.736t/a。

运营期产生的采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs：0.736t/a

## 3.5 相关政策法规、规划符合性分析

### 3.5.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024本）》符合性分析

本项目为石油开采项目，属于国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的符合性分析

**表3.5-1　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**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《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。 | 本项目属于塔里木油田“十四五”规划中富满油田富源216H井区，并以区块为单位开展环境影响评价工作。 | 符合 |
| | 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。 | 本项目井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 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。锅炉、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。 | 本项目采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求；$H_2S$无组织排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。 | 符合 |
| | 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。 | 本项目采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。 | 符合 |
| | 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求及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求。 | | 符合 |
| | 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%。 | 本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。 | 在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本项目井场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准（GB12348）要求。 | 符合 |

### 3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

#### 3.5.2.1 相关法规符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，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。

第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。井场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

（2）与《中华人民共和国防沙治沙法》的符合性分析

《中华人民共和国防沙治沙法》第二十一条规定：在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

本项目位于半固定沙地，本次环评报告已提出有关防沙治沙的内容。

#### 3.5.2.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

**表3.5-2　　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第18号） | 要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制 | 本项目运营期采出水随采出液一起进入满深联合站达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染 | 符合 |
| | 油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。 | 本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至哈一联合站集中处理 | 符合 |
| | 在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放 | 本项目油气集输过程为密闭流程 | 符合 |
| | 在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复 | 本评价已提出生态影响减缓措施 | 符合 |
| | 在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排 | 运营期井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层 | 符合 |

（2）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号的符合性分析

**表3.5-3　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 《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） | 加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价 | 塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕214号） | 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》（环办环评函〔2019〕910号） | 项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性 | 本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证 | 符合 |
| | 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。 | 根据《全国矿产资源规划（2021-2025年）》，本项目属于规划中的塔里木盆地富满油田富源区块 | 符合 |
| | 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 | 本项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响 | 符合 |
| | 油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民 | 本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控 | 符合 |
| | 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 | 哈得采油气管理区制定有《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号：652924-2025-004-L） | 符合 |

（3）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

**表3.5-4　与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|

| | | | |
|---|---|---|---|
| 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号） | 建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地 | 项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响 | 符合 |
| | 油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续 | 严格按照有关规定办理建设用地审批手续 | 符合 |

（4）与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）的符合性分析

**表3.5-5　与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》的符合性分析**

| 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|
| 重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原 | 本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域 | 符合 |
| 坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含VOCs原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展 | 本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列 | 符合 |
| 大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖 | 本项目采用密闭集输工艺 | 符合 |
| 强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施 | 建设单位在运营期须加强VOCs泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测 | 符合 |
| 推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到2025年，全国80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。 | 本项目不涉及 | 符合 |

| 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- |
| 开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防控 | 本项目不涉及 | 符合 |
| 完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧20公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商 | 本项目所在区域不属于“联防联控区” | 符合 |

综上，本项目建设符合《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）相关要求。

（5）与《固体废物综合治理行动计划》的通知的符合性分析

**表3.5-6　与《固体废物综合治理行动计划》的符合性分析**

| 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- |
| 严格落实产业、环保、节能等政策，依法依规淘汰落后产能。强化工业园区固体废物源头管控。大力推行绿色设计，支持企业改进生产工艺和装备，强化工业生产精细化管控，降低固体废物产生强度。 | 本项目严格执行国家及地方产业、环保与节能政策，选用先进生产工艺与装备，不属于落后产能淘汰范畴。工程推行绿色设计，通过工艺优化与精细化生产管理，有效降低了固体废物产生强度。 | 符合 |
| 加强工业固体废物规范化管理。完善工业固体废物管理台账制度，强化全链条跟踪管控。推行工业固体废物分类收集贮存，防范混堆混排。禁止向生活垃圾收集设施中投放工业固体废物。严格执行工业固体废物、危险废物跨省转移审批制度。规范各类企业危险废物收集管理。 | 本项目建立了完善的工业固体废物管理台账，对固体废物的产生、收集、贮存、转移、处置全过程进行跟踪记录。工程实施工业固体废物分类收集、分区贮存，杜绝混堆混排行为，严禁将工业固体废物投放至生活垃圾收集设施。危险废物收集、暂存、转运环节均符合相关规范要求。 | 符合 |

（6）与《关于印发〈新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58号）的符合性分析

**表3.5-7　与《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》的符合性分析**

| 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- |
| 坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式，达到能效标杆水平、环保绩效A级水平。 | 本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列。 | 符合 |
| 实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs深度治理。 | 本项目采用密闭集输工艺。建设单位在运营期须加强VOCs泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测 | 符合 |

综上，本项目建设符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58号）相关要求。

3.5.2.3 相关规范符合性分析

（1）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的符合性分析

**表3.5-8 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018) | 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 | 项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则 | 符合 |
| | 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 | 项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度 | 符合 |
| | 对伴生有$CO_2$气体的油气藏，$CO_2$气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定$CO_2$气体处置方案的油气藏不得开发 | $CO_2$随天然气外输后进行脱碳处理，产品符合《天然气》（GB17820-2018）天然气的质量标准要求（$CO_2$≤3%） | 符合 |

3.5.2.4 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。本项目与相关规划符合性分析结果参见表3.5-9。

**表3.5-9　本项目与相关规划符合性分析一览表**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》 | 以塔里木等大型盆地为重点、以深层超深层和非常规为主攻方向大力实施油气增储工程，深挖老区开采潜力、加快新区产能建设，持续推进富满、博孜—大北、顺北等大型油气田开发。 | 本项目属于富满油田富源216H井区油气开采项目 | 符合 |
| 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》 | 支持塔里木油田加大勘探开发力度、实现增储上产，加力推进塔河炼化一体化、统筹布局芳烃烯烃、促进油气化工全链条发展。 | 本项目属于富满油田富源216H井区油气开采项目 | 符合 |
| 《新疆生态环境保护“十四五”规划》 | 加强重点行业VOCs治理。实施VOCs排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOCs污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOCs综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOCs排放量 | 本项目井场无组织废气排放涉及VOCs排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施 | 符合 |
| | 加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测 | 企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划 | 符合 |
| | 强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。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。 | 本项目产生的危险废物严格落实《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）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关管理要求 | 符合 |
| 《阿克苏地区生态环境保护“十四 | 以石化、化工等行业为重点，加快实施VOCS治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和 | 本项目井场无组织废气排放涉及VOCs排放，报告中已针对无 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 五”规划》 | 呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和VOCS在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOCS治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOCS治理，加快更换装载方式 | 组织排放提出相应措施 | |
| | 持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全 | 本项目采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层，废水均不向外环境排放；按照相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全 | 符合 |
| | 按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动 | 本项目不占用自然保护地 | 符合 |
| | 建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况 | 本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变 | 符合 |
| 《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》 | 加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。 | 本项目为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》 | 严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地，以年度国土变更调查为基础，除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况外，对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的，应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用的耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。 | 本项目不涉及 | 符合 |
| | 加强永久基本农田保护和建设。以永久基本农田为基础，优先在粮食生产功能区、重要农产品生产保护区建设高标准农田，逐步把永久基本农田全部建成高标准农田。经依法批准确需占用的，应先补建后占用。完善永久基本农田储备区制度，土地整治和新建高标准农田增加的优质耕地应当优先补划为永久基本农田，在永久基本农田集中分布地区，不得规划新建可能造成污染的建设项目。 | 本项目不涉及 | 符合 |
| | 推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护，针对重点防治地区实施治理工程。到2035年，新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降，人为水土流失得到全面防治。 | 项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受 | 符合 |
| | 加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。 | 项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受 | 符合 |
| | 科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地，生态功能极重要、生态极脆弱区域，以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。 | 本项目不在生态保护红线范围内 | 符合 |
| 《阿克苏地区国土空间规划（2021年—2035年）》 | 严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。<br>严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。<br>严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要 | 本项目不占用基本农田；未处于城镇开发边界，不在生态保护红线范围内 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。<br>严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局 | | |

**表 3.5-10　本项目与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《塔里木油田“十四五”发展规划》 | “十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北－塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。 | 本项目为石油开采项目，可保证油气快速上产 | 符合 |
| 《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见 | （三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《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，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。<br>（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退 | 本项目废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；运营期无固体废物产生。项目采取分区防渗措施 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作 | | |

### 3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《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）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字〔2024〕32 号）符合性分析分别见表 3.5-10、3.5-11 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

**表 3.5-11 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析**

| 名称 | 文件要求 | 符合性分析 | 结论 |
|---|---|---|---|
| 生态保护红线 | 生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。 | 经初步核查，本项目不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图 3.5-1 和图 3.5-2。 | 符合 |
| 环境质量底线 | 环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。 | 本项目采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源 7 注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险 | 符合 |
| 资源利用上线 | 资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据 | 本项目采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329- | 符合 |

| 名称 | 文件要求 | 符合性分析 | 结论 |
|---|---|---|---|
| | 有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。 | 2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求 | |
| 生态环境准入清单 | 自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。 | 本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码ZH65292430001）见图3.5-3。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。 | 符合 |

**表3.5-12　　本项目与环境管控单元符合性分析一览表**

| 名称 | 文件要求 | | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| ZH65292430001沙雅县一般管控单元 | 空间布局约束 | 1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 | 本项目不占用基本农田 | 符合 |
| | | 2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 | 本项目不涉及 | -- |
| | | 3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求 | 本项目不涉及 | 符合 |
| | | 4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模 | 本项目不涉及 | -- |
| | | 5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质 | 本项目不涉及 | - |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物 | 本项目不涉及 | - |
| | 污染物排放管控 | 1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理 | 本项目不涉及 | -- |
| | | 2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药 | 本项目不涉及 | -- |
| | | 3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局 | 本项目不涉及 | -- |
| | | 4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控 | 本项目制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全 | 符合 |
| | | 5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程 | 本项目不涉及涉重金属行业，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全 | 符合 |
| | | 6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用 | 本项目不涉及 | -- |

综上所述，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

图 3.5-1　项目与生态保护红线位置关系图

图 3.5-3　项目综合环境管控单元图

## 3.6 选址、选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

本项目开发区域位于富满油田内，位于城市建成区以外，位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围内，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地，评价范围内植被覆盖度较低，拟建井场及管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求，根据现场调查，井口距高压线及其他永久性设施大于75m，周边无村庄、铁路及高速公路，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发<全国水土保持规划国家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》（办水保〔2013〕188号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线；管线周边无居民集中区域。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③本项目充分利用区域现有道路。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧10m范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道选线可行。

# 4.环境现状调查与评价

## 4.1 自然环境概况

### 4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经81°45′～84°47′，北纬39°31′～41°25′之间，东西宽180km，南北长220km，总面积31972.5km$^2$。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本项目井场及集输管线建设内容分布在阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘戈壁荒漠地区，地表为塔里木河中游南岸洪泛平原及沙漠区，工程区中心位于沙雅县东南约90km，中心地理坐标为：东经，北纬。本项目地理位置见图3.3-1。

### 4.1.2 地质构造

富源216H井区为富源210断裂带的一部分。富源210断裂带位于富满油田西北部，奥陶系一间房组构造整体表现北西高南东低的斜坡，海拔-6600~-6400m，高差约200m，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜或断鼻。

### 4.1.3 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔948～977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积880km$^2$，占全县总面积的2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的1020m降至塔里木河沿岸的950m。坡度南北3‰～4‰、东西2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横

贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约180km；南北20～60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积5343.15km$^2$，占全县总面积的16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林2133.33km$^2$，其次还有166.67km$^2$的野生甘草、200km$^2$的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约160km，东西宽约170km，县境面积25732km$^2$，占全县总面积的80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在10～50m之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝柽柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本项目所在地位于塔克拉玛干沙漠北缘延伸带，为塔克拉玛干沙漠区。分布有沙垄及低矮的梁窝状沙丘链以及平缓地带零星分布的沙包及灌丛沙堆等微地貌。沿线地形波状起伏，总体地势平缓，地表植被稀疏。

### 4.1.4 水文与水文地质

#### 4.1.4.1 地表水

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的144条河流汇集而成，流域总面积103万km$^2$，流域内144条大小河流的水资源总量为429亿m$^3$，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防

止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长220千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡(沙雅监狱)、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等7个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有20多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河(季节性输水)及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到6月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由20世纪80年代的1870万吨增加为90年代的2452万吨，增加了76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓(1/4000～1/5000)，因此造成河床较二十世纪五、六十年代平均抬高1.2～1.4米，河道的泄洪能力锐减。

本项目距塔里木河最近距离为43km。

4.1.4.2 水文地质

（1）地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。例如，盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一带，第四系沉积厚度一般为1000～1500m，其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为500～1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，其间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深1～3m，矿化度在1～3g/L，是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水单井出水量一般为100～500m$^3$/d，含水层在10～100m之间。沙漠腹地亦有承压水存在，含水层在200m～500m之间，单井最大涌水量700～4000m$^3$/d。地下水流方向由西向东，含水层岩性为粉细砂、夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层，总厚度超过300m，没有区域性隔水层，深层地下水矿化度大于10g/L。

（2）地下水的补给、径流与排泄

富满油田所在的塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由西南向东北缓慢径流，至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾进行垂直排泄。

（3）地下水化学特征

在塔里木盆地中，地下水的水化学特征环带状水平分带规律表现尤为明显。但在占据塔里木盆地58%以上的塔克拉玛干沙漠中，地下水的水化学特征除环带状水平分带规律外，还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分带规律。在现代河床两侧和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以Cl·$SO_4$·$HCO_3$-Na型、Cl·$SO_4$·$HCO_3$-Na·Mg型或Cl·$SO_4$-Na·Mg型、Cl·$SO_4$-Na型水为主，矿化度＜1g/L或1～3g/L。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为Cl·$SO_4$-Na型或Cl-Na型，矿化度逐渐增大到3～5g/L或5～10g/L。在广袤的沙漠中地下水化学类型多为Cl·$SO_4$-Na型（或Cl·$SO_4$-Na·Mg型），矿化度多在3～5g/L或5～10g/L。

### 4.1.5 气候、气象

富满油田所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。气象资料见表4.1-1。

**表4.1-1　　主要气候气象参数一览表**

| 序号 | 项　目 | 统计结果 | 序号 | 项　目 | 统计结果 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 年平均气温 | 12℃ | 6 | 年平均蒸发量 | 2044.6mm |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 年极端最高气温 | 41.2℃ | 7 | 年最大冻土深度 | 0.77m |
| 3 | 年极端最低气温 | -24.2℃ | 8 | 年平均相对湿度 | 49% |
| 4 | 年平均降水量 | 47.3mm | 9 | 多年平均风速 | 1.4m/s |
| 5 | 年平均大气压 | 956.5hPa | - | - | - |

## 4.2 生态环境现状调查与评价

### 4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本项目地处天山南坡中段前山盆地，行政区划隶属于沙雅县管辖，工程区中心位于沙雅县东南约90km。项目主要建设内容为：①钻井工程：老井利用8口（富源210-H18C、富源212-H4、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源215-H1、富源216-H12、满深303），新钻井2口（富源212-H2、富源216-H5），加深井2口（富源212HJS2、富源216-H4JS）；②站场工程：新建标准化采油井场3座（富源212-H2、富源216-H5、富源216-H14），注气井场改造7座（富源210-H18C、富源216-H12、富源216-H4JS、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源212-H2），满深联合站制氮站新建1台10万方/天二段氮气压缩机，富源212增压站新建1台10万方/天二段氮气压缩机；③集输工程：新建单井集油管道14km、注气管道23.6km；④配套工程：新建施工便道5.87km，新建35kV电力线路8km，10kV电力线路7km，配套供配电、自控、通信、土建、防腐等公用工程。根据工程分析，本项目总占地约63.52hm$^2$，其中永久占地0.758hm$^2$、临时占地62.76hm$^2$。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为生态评价范围，面积约2.05km$^2$。

（2）调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

本评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集工程周边地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

1）陆生植被调查

本次调查主要在收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料、综合分析现有资料的基础上，结合实地调查结果，获取评价区陆生植被现状。

2）陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（ HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料、野外踪迹进行调查的方法，结合现场调查结果确定动物种类及数量，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，轨道号为 213-008，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2024 年 6 月。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史资料基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，参考国内有关生物量的相关资料，并根据当地的实际情况，估算出评价范围内植被类型的生物量。

### 4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表4.2-1，生态功能区划见图4.2-1。

表4.2-1　　区域生态功能区划

| 生态功能分区单元 | | | 主要生态服务功能 | 主要生态环境问题 | 主要生态敏感因子、敏感程度 | 主要保护目标 | 适宜发展方向 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 生态区 | 生态亚区 | 生态功能区 | | | | | |
| 塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区 | 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区 | 塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区 | 沙漠景观、风沙源地、油气资源 | 风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染 | 生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感 | 保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹 | 加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游 |

由表4.2-1可知，本项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”及“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”。

本项目属于油气开采项目，主要是井场建设及集输管道敷设，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大造成影响。综上所述，项目的建设实施对区域生态环境影响是可接受的，符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1　生态功能区划图

### 4.2.3 生态系统调查与评价

（1）生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统，生态系统结构简单。

（2）生态系统特征

荒漠生态系统分布于评价区北部荒漠戈壁中，新建井场、管线位于荒漠生态系统。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，生态环境较为脆弱。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

### 4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。项目周边土地利用类型为沙地。

图 4.2-2　评价区土地利用现状图

### 4.2.5 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落，植被覆盖度＜5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，生物损失量很小。无国家和地方保护植物。

项目区域植被类型图见图4.2-3，生态调查评价范围内野生植物情况见表4.2-2。

**表4.2-2　区域野生植物情况一览表**

| 科 | 种名 | 拉丁名 | 保护级别 |
|---|---|---|---|
| 柽柳科 | 多枝柽柳 | *Tamarix ramosissima* | — |
| 禾本科 | 芦苇 | *Phragmites australis* | — |
| 藜科 | 盐穗木 | *Halostachys caspica* | — |

图 4.2-3　评价区植被类型图

### 4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）区域野生动物调查

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

本项目位于塔里木盆地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物8种，其中爬行类3种，哺乳动物2种，鸟类3种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表4.2-3。

**表4.2-3　项目区域主要野生动物名录**

| 序号 | 目名 | 科名 | 属名 | 中文名 | 拉丁名 | 保护级别 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 爬行纲 | | | | | | |
| 1 | 有鳞目 | 鬣蜥科 | 沙蜥属 | 南疆沙蜥 | *Phrynocephalusforsythi* | - |
| 2 | 蜥蜴目 | 蜥蜴科 | 麻蜥属 | 密点麻蜥 | *Eremiasmultiocellata* | - |
| 3 | 有鳞目 | 蜥蜴科 | 麻蜥属 | 荒漠麻蜥 | *Eremiasprzewalskii* | - |
| 鸟纲 | | | | | | |
| 4 | 雀形目 | 燕雀科 | 沙雀属 | 蒙古沙雀 | *Rhodopechysmongolica* | - |
| 5 | 雀形目 | 鸦科 | 鸦属 | 小嘴乌鸦 | *Corvuacorone* | - |
| 6 | 雀形目 | 文鸟科 | 麻雀属 | 黑顶麻雀 | *Passerammodendri* | - |
| 哺乳纲 | | | | | | |
| 7 | 啮齿目 | 仓鼠科 | 沙鼠属 | 子午沙鼠 | *Merionesmeridianus* | - |
| 8 | 啮齿目 | 跳鼠科 | 长耳跳鼠属 | 长耳跳鼠 | *Euchoreutes naso* | - |

（2）野生动物重要物种

①种类组成

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发〔2022〕75号)、《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)

及《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》(生态环境部公告 2023 年第 15 号)，该区域特有种中南疆沙蜥被列入中国生物多样性红色名录，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.2-4。

**表 4.2-4　　评价区域重点野生保护动物**

| 序号 | 物种名称(中文名/拉丁名) | 保护级别 | 濒危级别 | 特有种(是/否) | 分布区域 | 资料来源 | 工程占用情况(是/否) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 南疆沙蜥(*Phrynocephalus forsythi*) | — | 近危 | 是 | 主要栖息于荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见 | 现场调查、文献记录、历史调查资料 | 否 |

在油田开发区域，因油气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，项目区偶尔可见到南疆沙蜥的活动。

②生理生态特征

**表 4.2-5　　评价区域重点野生保护动物**

| 序号 | 中文名 | 学名 | 保护等级 | 照片 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 南疆沙蜥 | *Phrynocephalus forsythi* | — | |
| | | 生态学特征：体形较小，头体长 36～50 毫米，尾长 48～62 毫米；背鳞光滑；无腋斑；沿背脊中央有 4～5 对清晰的深黑色小圆斑；四肢及尾背无深色横纹；尾的腹面白色与黑环相间，尾梢黑色。 | | |
| | | 生存现状：栖息在干旱的沙漠或戈壁滩边缘地带。 | | |

### 4.2.7 生态敏感区调查与评价

（1）生态保护红线

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主

要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

本项目最近距生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)约15.2km，不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线区位置关系示意见图3.5-1和图3.5-2。

（2）水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4号)，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km$^2$，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km$^2$，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

### 4.2.8 主要生态问题调查

（1）区域荒漠化土地现状

本项目位于阿克苏地区沙雅县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，属于南疆沙漠中的塔克拉玛干沙漠边缘自然地理单元。沙雅县沙化土地总面积为2713097.2900hm$^2$，占沙雅县国土总面积的85%。其中：流动沙地1850577.3500hm$^2$，占68.21%；半固定沙地688164.8300hm$^2$，占25.36%；固定沙地135072.8700hm$^2$，占4.98%；沙化耕地36919.2000，占1.36%；戈壁2363.0400hm$^2$，占0.09%。本项目位于沙区范围内，属于半固定沙地。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区2022年水土流失动态监测年报》，2022年沙雅县轻度以上风力侵蚀总面积23822.19km$^2$，占全县土地总面积的31.60%。其中水力侵蚀面积为3652.71km$^2$，占土壤侵蚀总面积的74.71%。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对富满油田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

图 4.2-4　本项目沙化土地类型分布情况

## 4.3 地下水环境现状调查与评价

### 4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录A地下水环境影响评价行业分类表，本项目属于“F石油、天然气，37、石油开采”项目，地下水环境影响评价项目类别为I类。综上，本项目建设内容按I类建设项目考虑，地下水环境敏感程度为“不敏感”，评价等级为二级。

根据导则，二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个；一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别的地下水水质监测点数的2倍。因此，本次在项目厂址上游、场地、下游和两侧各设置1个水质监测点，设置10个水位监测点。

富源区块工程区上游1个水质监测点（富源210-5#）、工程区侧向2个水质监测点（富源210-4#、富源210-1#）、工程区下游1个水质监测点（富源210-2#）、工程区场地周边1个水质监测点（富源210-3#）监测数据引用《塔里木富满油田富源210单元黑油油藏注气重力驱先导试验地面工程环境影响报告书》中的实测数据。10个水位监测数据引用《塔里木富满油田富源210单元黑油油藏注气重力驱先导试验地面工程环境影响报告书》中的实测数据。本次引用的监测井与项目区均属于同一水文地质单元，地下水流向大体为由西南向东北，监测时间未超过3年，具有代表性。

具体监测点位见图4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表4.3-1。

**表 4.3-1　地下水监测点设置情况一览表**

| 序号 | 监测点名称 | 与项目关系 | 坐标 | 监测对象 | 监测与调查项目 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 检测分析因子 | 监测因子 |
| 1 | 富源210-1# | 工程区侧向，东北方向6.7km | | 潜水 | $K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$ | 色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类 |
| 2 | 富源210-2# | 工程区下游，东北方向10.1km | | | | |
| 3 | 富源210-3# | 工程区周边，东北方向3.3m | | | | |
| 4 | 富源210-4# | 工程区侧向，西南方向4.0km | | | | |
| 5 | 富源210-5# | 工程区上游，西南方向0.5km | | | | |
| 6 | QS7井 | 工程区侧向，东南方向15km | | | | |
| 7 | 2# | 工程区周边，正北方向9km | | | | |
| 8 | HA1# | 工程区侧向，东南方向15km | | | | |
| 9 | S3 | 工程区下游，东南方向15km | | | | |
| 10 | W1 | 工程区上游，东南方向5km | | | | |

（3）监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、水位埋深、井深、$K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB /T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。

（4）监测结果

监测结果见表4.3-2。

### 4.3.2 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017)III类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：$P_i$——第 $i$ 个水质因子的标准指数，无量纲；

$C_i$——第 $i$ 个水质因子的监测浓度，mg/L；

$C_{si}$——第 $i$ 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 $pH$ 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH_{sd}}{pH_{su} - 7.0}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：$P_{pH}$—pH 的标准指数，无量纲；

$pH$—pH 监测值；

$pH_{sd}$—标准中 pH 的下限值；

$pH_{su}$—标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.3-2。从表 4.3-2 可以看出，根据监测结果可知，在监测期间，潜水监测点位总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

根据地下水离子检测结果，评价区潜水含水层阴离子以$SO_4^{2-}$、$Cl^-$为主，阳离子以$Na^+$为主，水化学类型主要以Cl·$SO_4$-Na型为主。

表4.3-2（1） 地下水质量现状监测及评价结果一览表

| 检测项目 | 标准值 | | 潜水含水层 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 富源210-1# | 富源210-2# | 富源210-3# | 富源210-4# | 富源210-5# |
| 色度 | ≤15度 | 监测值(度) | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 嗅和味 | -- | 监测值 | 无 | 无 | 无 | 无 | 无 |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 肉眼可见物 | -- | 监测值 | 无 | 无 | 无 | 无 | 无 |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| pH值 | 6.5～8.5 | 监测值 | 7.7 | 8.2 | 7.7 | 7.8 | 7.7 |
| | | 标准指数 | 0.47 | 0.80 | 0.47 | 0.53 | 0.47 |
| 总硬度 | ≤450 | 监测值 | 3070 | 5110 | 8820 | 6610 | 5100 |
| | | 标准指数 | 6.82 | 11.36 | 19.60 | 14.69 | 11.33 |
| 溶解性总固体 | ≤1000 | 监测值 | 12300 | 23100 | 20500 | 23100 | 28200 |
| | | 标准指数 | 7.7 | 8.2 | 7.7 | 7.8 | 7.7 |
| 硫酸盐 | ≤250 | 监测值 | 2280 | 4880 | 3910 | 5360 | 5540 |
| | | 标准指数 | 9.12 | 19.52 | 15.64 | 21.44 | 22.16 |
| 氯化物 | ≤250 | 监测值 | 4980 | 9970 | 8160 | 8880 | 10600 |
| | | 标准指数 | 19.92 | 39.88 | 32.64 | 35.52 | 42.40 |

| 检测项目 | 标准值 | | 潜水含水层 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 富源210-1# | 富源210-2# | 富源210-3# | 富源210-4# | 富源210-5# |
| 铁 | ≤0.3 | 监测值 | 0.1 | 0.2 | 0.16 | 0.19 | 0.1 |
| | | 标准指数 | 0.33 | 0.67 | 0.53 | 0.63 | 0.33 |
| 锰 | ≤0.1 | 监测值 | 0.02 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.02 |
| | | 标准指数 | 0.2 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.2 |
| 铜 | ≤1.0 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 锌 | ≤1.0 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 铝 | ≤0.2 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 挥发性酚类 | ≤0.002 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | — | — | — | — | -- |
| 阴离子表面活性剂 | ≤0.3 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | — | — | — | — | -- |
| 耗氧量 | ≤3.0 | 监测值 | 2.34 | 2.42 | 2.32 | 2.17 | 2.51 |
| | | 标准指数 | 0.78 | 0.81 | 0.77 | 0.72 | 0.84 |
| 氨氮 | ≤0.5 | 监测值 | 0.148 | 0.109 | 0.112 | 0.126 | 0.101 |
| | | 标准指数 | 0.30 | 0.22 | 0.22 | 0.25 | 0.20 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 总大肠菌群 | ≤3MPN/100mL | 监测值 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | 标准指数 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 细菌总数 | ≤100CFU/mL | 监测值 | 44 | 41 | 42 | 38 | 63 |
| | | 标准指数 | 0.44 | 0.41 | 0.42 | 0.38 | 0.63 |
| 亚硝酸盐氮 | ≤1.0 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 硝酸盐氮 | ≤20.0 | 监测值 | 3.88 | 0.38 | 2.18 | 0.3 | 0.14 |
| | | 标准指数 | 0.194 | 0.019 | 0.109 | 0.015 | 0.007 |
| 氰化物 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 氟化物 | ≤1.0 | 监测值 | 2.45 | 1.57 | 1.32 | 1.23 | 1.64 |
| | | 标准指数 | 2.45 | 1.57 | 1.32 | 1.23 | 1.64 |
| 碘化物 | ≤0.08 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | -- | -- |
| 汞 | ≤0.001 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | — | — | — | -- | -- |
| 砷 | ≤0.01 | 监测值 | 0.0023 | 0.0023 | 0.0017 | 0.0005 | 0.0004 |
| | | 标准指数 | 0.23 | 0.23 | 0.17 | 0.05 | 0.04 |
| 镉 | ≤0.005 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 标准指数 | — | — | — | — | -- |
| 硒 | ≤0.01 | 监测值 | ND | ND | 0.0013 | 0.0032 | 0.0013 |
| | | 标准指数 | — | — | 0.13 | 0.32 | 0.13 |
| 六价铬 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | — | — | — | — | -- |
| 铅 | ≤0.01 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | — | — | — | — | -- |
| 三氯甲烷 | ≤0.06 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | — | -- |
| 四氯化碳 | ≤0.002 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | — | -- |
| 苯 | ≤0.01 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | — | -- |
| 甲苯 | ≤0.7 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | — | -- |
| 石油类 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- | — | -- |

表 4.3-2（2）　地下水质量现状监测及评价结果一览表

| 检测项目 | 标准值 | | 潜水含水层 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | QS7 井 | 2# | HA1# | S3 | W1 |
| 色度 | ≤15 度 | 监测值(度) | / | ND | / | ND | ND |
| | | 标准指数 | / | / | / | -- | -- |
| 嗅和味 | -- | 监测值 | / | 无 | / | 无 | 无 |
| | | 标准指数 | / | / | / | -- | -- |
| 肉眼可见物 | -- | 监测值 | / | 无 | / | 无 | 无 |
| | | 标准指数 | / | / | / | -- | -- |
| pH 值 | 6.5～8.5 | 监测值 | 7.2 | 7.8 | 7.1 | 7.6 | 7.7 |
| | | 标准指数 | / | 0.53 | -- | 0.4 | |
| 总硬度 | ≤450 | 监测值 | 540 | 848 | 237 | $2.51\times10^3$ | $2.45\times10^3$ |
| | | 标准指数 | 1.2 | 1.88 | 0.527 | 5.58 | |
| 溶解性总固体 | ≤1000 | 监测值 | $2.18\times10^3$ | 1600 | $1.83\times10^3$ | $9.39\times10^3$ | $4.55\times10^3$ |
| | | 标准指数 | 2.18 | 1.600 | 1.83 | 9.93 | |
| 硫酸盐 | ≤250 | 监测值 | 432 | 577 | 106 | $2.34\times10^3$ | 650 |
| | | 标准指数 | 1.728 | 2.31 | 0.424 | 9.36 | |
| 氯化物 | ≤250 | 监测值 | 1.02×103 | 291 | 1.02×103 | $3.67\times10^3$ | $2.05\times10^3$ |
| | | 标准指数 | 4.08 | 1.16 | 4.08 | 14.68 | |

| 检测项目 | 标准值 | | 潜水含水层 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | QS7 井 | 2# | HA1# | S3 | W1 |
| 铁 | ≤0.3 | 监测值 | 0.07 | 0.04 | 0.03L | 0.13 | 0.03L |
| | | 标准指数 | 0.233 | 0.13 | <0.1 | 0.43 | <0.1 |
| 锰 | ≤0.1 | 监测值 | 0.06 | / | 0.02 | 0.65 | / |
| | | 标准指数 | 0.6 | / | 0.2 | 6.5 | / |
| 高锰酸盐指数（以 $O_2$ 计） | ≤3 | 监测值 | 0.56 | / | 0.59 | / | / |
| | | 标准指数 | 0.187 | / | 0.197 | / | / |
| 钡 | ≤0.7 | 监测值 | ND | / | ND | / | / |
| | | 标准指数 | 0.25 | / | ＜0.014 | / | / |
| 铝 | ≤0.2 | 监测值 | / | ND | / | / | / |
| | | 标准指数 | / | / | / | / | / |
| 挥发性酚类 | ≤0.002 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | ND | / | ND | ND | ND |
| 阴离子表面活性剂 | ≤0.3 | 监测值 | / | ND | / | ND | 0.370 |
| | | 标准指数 | / | / | / | ＜0.15 | |
| 耗氧量 | ≤3.0 | 监测值 | / | ND | / | 0.44 | 1.4 |
| | | 标准指数 | / | / | / | 0.147 | |
| 氨氮 | ≤0.5 | 监测值 | 0.134 | 1.18 | 0.148 | ND | 0.408 |
| | | 标准指数 | 0.268 | 0.39 | 0.296 | ＜0.05 | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 总大肠菌群 | ≤3MPN/100mL | 监测值 | 0 | ND | 0 | 0 | 0 |
| | | 标准指数 | 0 | / | 0 | 0 | 0 |
| 细菌总数 | ≤100CFU/mL | 监测值 | 31 | 46 | 25 | 56 | 15 |
| | | 标准指数 | 0.31 | 0.46 | 0.25 | 0.56 | |
| 亚硝酸盐氮 | ≤1.0 | 监测值 | ND | ND | ND | 0.004 | ND |
| | | 标准指数 | ND | ND | ND | 0.004 | ND |
| 硝酸盐氮 | ≤20.0 | 监测值 | 0.16 | 0.11 | 0.48 | 0.08L | 0.14 |
| | | 标准指数 | 0.008 | 0.0055 | 0.024 | ND | ND |
| 氰化物 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | ND | / | ND | ND | ND |
| 氟化物 | ≤1.0 | 监测值 | 0.74 | 0.87 | 0.86 | 2.8 | 0.32 |
| | | 标准指数 | 0.74 | 0.87 | 0.86 | 2.8 | |
| 碘化物 | ≤0.08 | 监测值 | / | ND | / | / | ND |
| | | 标准指数 | / | / | / | / | / |
| 汞 | ≤0.001 | 监测值 | ND | ND | ND | $5.5\times10^{-4}$ | / |
| | | 标准指数 | ND | / | ND | 0.55 | / |
| 砷 | ≤0.01 | 监测值 | $4.2\times10^{-3}$ | 0.0075 | $6.3\times10^{-3}$ | $6\times10^{-4}$ | / |
| | | 标准指数 | 0.42 | 0.75 | 0.63 | 0.06 | / |
| 镉 | ≤0.005 | 监测值 | ND | ND | ND | $1.2\times10^{-3}$ | ND |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 标准指数 | ＜0.1 | / | ＜0.1 | 0.24 | ＜0.1 |
| 硒 | ≤0.01 | 监测值 | / | ND | / | / | / |
| | | 标准指数 | / | / | / | / | / |
| 六价铬 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | ND | / | ND | ND | ND |
| 铅 | ≤0.01 | 监测值 | ND | ND | ND | $6.2\times1^{-3}$ | ND |
| | | 标准指数 | 0.25 | / | 0.25 | 0.62 | ND |
| 三氯甲烷 | ≤0.06 | 监测值 | / | ND | / | / | / |
| | | 标准指数 | / | / | / | / | / |
| 四氯化碳 | ≤0.002 | 监测值 | / | ND | / | / | / |
| | | 标准指数 | / | / | / | / | / |
| 苯 | ≤0.01 | 监测值 | / | ND | / | / | / |
| | | 标准指数 | / | / | / | / | / |
| 甲苯 | ≤0.7 | 监测值 | / | ND | / | / | / |
| | | 标准指数 | / | / | / | / | / |
| 石油类 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | <0.2 | / | <0.2 | <0.2 | <0.2 |

表 4.3-2（3）　八大离子平衡表

| 项目 | | 潜水含水层 | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 富源 210-1# | 富源 210-2# | 富源 210-3# | 富源 210-4# | 富源 210-5# | QS7 井 | 2# | HA1# | S3 | W1 |
| 监测值(mg/L) | $K^+$ | 71.3 | 110 | 464 | 132 | 162 | 9.57 | 271.8 | 42.1 | 26.2 | 8.5 |
| | $Na^+$ | 3880 | 7210 | 4130 | 6560 | 8050 | 601 | | 566 | 2650 | 698 |
| | $Ca^{2+}$ | 193 | 794 | 2060 | 901 | 585 | 85.6 | 119 | 61.1 | 403 | 397 |
| | $Mg^{2+}$ | 247 | 734 | 586 | 970 | 882 | 76.4 | 131 | 22.1 | 345 | 354 |
| | $CO_3^{2-}$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1L | 0 | 1L | 0 | 0 |
| | $HCO_3^-$ | 209 | 197 | 399 | 391 | 151 | 102 | 269 | 93 | 360 | 228 |
| | $Cl^-$ | 4980 | 9970 | 8160 | 8880 | 10600 | $1.02\times10^3$ | 291 | 1.02×103 | 3670 | $2.05\times10^3$ |
| | $SO_4^{2-}$ | 2280 | 4880 | 3910 | 5360 | 5540 | $1.02\times10^3$ | 577 | 106 | 2340 | 650 |
| 毫克当量百分比(%) | $K^++Na^+$ | 85.04 | 75.93 | 56.81 | 69.80 | 77.65 | 71.41 | 41.20 | 84.07 | 70.5 | 38.45 |
| | $Ca^{2+}$ | 4.78 | 9.47 | 29.30 | 10.81 | 6.36 | 11.57 | 20.74 | 9.98 | 12.23 | 24.92 |
| | $Mg^{2+}$ | 10.19 | 14.59 | 13.89 | 19.39 | 15.99 | 17.02 | 38.06 | 5.95 | 17.27 | 36.63 |
| | $CO_3^{2-}$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22.99 | 0 | 6.89 | 0 | 0 |
| | $HCO_3^-$ | 1.79 | 0.84 | 2.06 | 1.74 | 0.59 | 0 | 17.91 | 0 | 3.73 | 4.98 |
| | $Cl^-$ | 73.37 | 72.81 | 72.31 | 67.93 | 71.69 | 9.19 | 33.28 | 10.24 | 65.46 | 77.00 |
| | $SO_4^{2-}$ | 24.84 | 26.36 | 25.63 | 30.33 | 27.71 | 67.82 | 48.81 | 82.87 | 30.81 | 18.02 |

图 4.3-1　监测点位图

### 4.3.3 水位现状监测

项目区域位于塔克拉玛干沙漠，属于沙漠地区，依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中表4地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本项目地下水环境水位统测开展一期。

根据报告中5口潜水监测井水位统测数据，同时引用《塔里木富满油田满深4单元挥发性油藏注气重力混相驱提高采收率先导试验地面工程环境影响报告书》中5口监测井水位统测数据，具体统测结果见表4.3-3。

**表4.3-3　　水位统测结果表**

| 监测井编号 | 坐标 | 井深(m) | 水位埋深(m) |
|---|---|---|---|
| 满深4-1# | | 22 | 4.41 |
| 满深4-2# | | 38 | 5.20 |
| 满深4-3# | | 40 | 6.13 |
| 满深4-4# | | 39 | 7.58 |
| 满深4-5# | | 53 | 5.91 |
| 富源210-1# | | 35 | 5.41 |
| 富源210-2# | | 48 | 7.40 |
| 富源210-3# | | 32 | 8.82 |
| 富源210-4# | | 26 | 8.90 |
| 富源210-5# | | 30 | 7.43 |
| QS7 | | 31 | 6.88 |
| HA1 | | 21 | 3.26 |
| S3 | | 25 | 5.21 |
| S1 | | 70 | 6.32 |
| S2 | | 27 | 5.55 |
| S3 | | 25 | 5.21 |
| S4 | | 20 | 4.61 |
| S5 | | 21 | 5.21 |

### 4.3.4 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表4.3-4。

**表4.3-4　　包气带质量现状监测结果一览表**

| 序号 | 监测点名称 | 采样位置 | 采样深度 | 监测因子 | 监测值 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 已建FY212HJS井场占地范围内 | 土壤裸露处 | 0.2m | 石油类 | ND |
| 2 | 已建FY212HJS井场占地范围外 | | | | ND |

### 4.3.5 区块地下水环境质量变化

（1）区块地下水环境监测数据

本次收集《哈拉哈塘油田哈6区块2023年第一期产能建设项目环境影响报告书》对农业灌溉井的地下水环境质量的监测结果、以及《哈拉哈塘油田哈602井区2024年产能建设项目环境影响报告书》对S1井的地下水环境质量的监测结果以及《哈拉哈塘油田哈601井区2025年第一期产能建设项目环境影响报告书》对6#井的监测结果，见表4.3-5。

**表4.3-5 原环评报告地下水监测及评价结果一览表 单位：mg/L，pH(无量纲)**

| 检测项目 | 标准值 | | 托依堡勒迪村机井 | S1 | 6# |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 2021.7 | 2023.2 | 2025.2 |
| 色度 | ≤15度 | 监测值(度) | ND | -- | -- |
| | | 标准指数 | -- | 无 | 无 |
| 嗅和味 | -- | 监测值 | 无 | -- | -- |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 浑浊度 | ≤3 | 监测值(NTU) | 0.8 | -- | -- |
| | | 标准指数 | 0.27 | -- | -- |
| 肉眼可见物 | -- | 监测值 | 无 | 无 | 无 |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| pH值 | 6.5～8.5 | 监测值 | 8.4 | 7.9 | 7.4 |
| | | 标准指数 | 0.93 | 0.60 | 0.27 |
| 总硬度 | ≤450 | 监测值 | 648 | 102 | 88.6 |
| | | 标准指数 | 1.44 | 0.23 | 0.20 |
| 溶解性总固体 | ≤1000 | 监测值 | 1250 | 398 | 535 |
| | | 标准指数 | 1.25 | 0.40 | 0.535 |
| 硫酸盐 | ≤250 | 监测值 | 334 | 149 | 182 |
| | | 标准指数 | 1.34 | 0.60 | 0.73 |
| 氯化物 | ≤250 | 监测值 | 260 | 92.3 | 122 |
| | | 标准指数 | 1.04 | 0.37 | 0.49 |
| 铁 | ≤0.3 | 监测值 | 0.04 | 0.26 | ND |
| | | 标准指数 | 0.13 | 0.87 | -- |
| 锰 | ≤0.1 | 监测值 | 0.05 | -- | -- |
| | | 标准指数 | 0.5 | -- | -- |
| 铜 | ≤1.0 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 锌 | ≤1.0 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 铝 | ≤0.2 | 监测值 | 0.09 | ND | ND |
| | | 标准指数 | 0.45 | -- | -- |
| 挥发性酚类 | ≤0.002 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 阴离子表面活性剂 | ≤0.3 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 耗氧量 | ≤3.0 | 监测值 | 0.64 | 0.44 | 1.02 |
| | | 标准指数 | 0.21 | 0.15 | 0.34 |
| 氨氮 | ≤0.5 | 监测值 | 0.161 | 未检出 | 0.057 |
| | | 标准指数 | 0.32 | -- | 0.11 |
| 硫化物 | ≤0.02 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 总大肠菌群 | ≤3MPN/100mL | 监测值 | ND | 0 | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 细菌总数 | ≤100CFU/mL | 监测值 | 48 | 72 | 24 |
| | | 标准指数 | 0.48 | 0.72 | 0.24 |
| 亚硝酸盐氮 | ≤1.0 | 监测值 | 0.029 | 0.005 | ND |
| | | 标准指数 | 0.029 | 0.005 | -- |
| 硝酸盐氮 | ≤20.0 | 监测值 | 4.49 | ND | 0.34 |
| | | 标准指数 | 0.2245 | -- | 0.02 |
| 氰化物 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 氟化物 | ≤1.0 | 监测值 | 0.6 | 0.74 | 0.42 |
| | | 标准指数 | 0.6 | 0.74 | 0.42 |
| 碘化物 | ≤0.08 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 汞 | ≤0.001 | 监测值 | ND | 0.00046 | ND |
| | | 标准指数 | -- | 0.46 | -- |
| 砷 | ≤0.01 | 监测值 | 0.0017 | 0.0004 | 0.42 |
| | | 标准指数 | 0.17 | 0.04 | 0.42 |
| 硒 | ≤0.01 | 监测值 | ND | ND | ND |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 镉 | ≤0.005 | 监测值 | 0.0013 | 0.0011 | ND |
| | | 标准指数 | 0.26 | 0.22 | -- |
| 六价铬 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 铅 | ≤0.01 | 监测值 | 0.0072 | 0.0066 | ND |
| | | 标准指数 | 0.72 | 0.66 | -- |
| 三氯甲烷 | ≤0.06 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 四氯化碳 | ≤0.002 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 苯 | ≤0.01 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 甲苯 | ≤0.7 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | -- | -- |
| 石油类 | ≤0.05 | 监测值 | ND | ND | ND |
| | | 标准指数 | -- | ND | -- |

（2）地下水环境质量变化情况

监测覆盖的35项指标中，28项指标全程未检出或标准指数＜1（如铜、锌、挥发性酚类、氰化物等），满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；仅2021.7托依堡勒迪村机井存在4项盐类指标（总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物）超标，后续监测均恢复达标，无持续性超标问题，区域地下水整体满足环评对“开发活动影响下水质达标”的基本要求。

2021年7月超标的4项指标，在2023年2月-2025年2月监测中均大幅下降至标准内，且后续监测值持续稳定（总硬度88.6-102mg/L、溶解性总固体398-535mg/L等），无反弹迹象，说明区域地下水盐类物质含量得到有效控制。pH值、细菌总数的监测值波动幅度小，标准指数均＜0.8，且2025年2月监测值多低于前期（细菌总数72CFU/mL降至24CFU/mL），质量持续优化。全程无检出重金属、挥发性酚类。

综上，表明项目开发未引发地下水二次污染或风险叠加，区域地下水环境质量

整体稳定向好，前期超标指标后期恢复达标，特征污染物未检出，常规指标符合标准要求，项目开发对地下水环境的影响处于可控范围。

## 4.4 土壤环境现状调查与评价

### 4.4.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要为风沙土。土壤类型分布图见图4.5-1。

### 4.4.2 土壤理化性质和剖面调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。调查结果如表4.5-1~2所示。

**表4.5-1　土壤理化特性调查表**

| 点号 | | FY210-H18C井场 |
|---|---|---|
| 坐标 | | |
| 层次 | | 表层 |
| 现场记录 | 颜色 | 黄棕 |
| | 结构 | 粒状 |
| | 质地 | 砂土 |
| | 砂砾含量 | 6.9% |
| | 其他异物 | 无 |
| 实验室测定 | 阳离子交换量（$cmol^+/kg$） | 1.58 |
| | pH值（无量纲） | 8.1 |
| | 氧化还原电（mV） | 591 |
| | 饱和导水率（cm/s） | $3.3\times10^{-3}$ |
| | 土壤容重（$kg/m^3$） | $1.46\times10^3$ |
| | 孔隙度（%） | 43.8 |

图 4.5-1（1）　土壤类型分布图

### 4.4.3 土壤环境现状监测

根据“2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围”可知，本项目采油井场、集输管线类别分别为I类和II类项目，项目占地规模为小型，环境敏感程度为“不敏感”，采油井场土壤环境污染影响评价工作等级为二级；集输管线土壤环境污染影响评价工作等级为三级。因此土壤现状监测在占地范围内设置3个柱状样，1个表层样；在占地范围外设置2个表层样。

本项目注水井场建设内容类别为I类项目，项目占地规模为小型，环境敏感程度为“敏感”，土壤环境生态影响评价工作等级为一级。因此土壤现状监测在占地范围内设置5个柱状样，2个表层样；在占地范围外设置6个表层样。

土壤类型主要为风沙土。土壤监测布点符合HJ964-2018、HJ349-2023中污染影响型项目和生态影响型布点要求。

本次评价土壤检测委托新疆中测测试有限责任公司对土壤环境质量现状进行了监测，取样时间为2026年11月10日和2025年10月21日。土壤监测点位及监测因子见表4.5-2。

**表4.5-2　土壤监测点位及监测因子**

| 监测项目 | | 监测点位 | 监测点位坐标 | 监测点情况 | 监测时间 | 监测频率/要求 | 监测因子 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 土壤 | 占地范围内 | 富源212-H2井场 | | 柱状样 | 监测1次 | 0-0.5m取样 | 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地中45项基本项目；pH、全盐量、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$） |
| | | | | | | 0.5-1.5m、1.5-3m分别取样 | pH、全盐量、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$） |
| | | 富源216-H5井场 | | | | 0-0.2m、0.5-1.5m、1.5-3m分别取样 | pH、全盐量、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$） |
| | | 富源216-H14井场 | | | | | |
| | | 富源216H井场 | | 表层样 | | 0-0.2m取样 | pH、全盐量、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$） |
| | 占地范 | FY210-H18C井场外 | | 表层样 | | 0-0.2m取样 | 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)基本项目镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、 |

| 监测项目 | | 监测点位 | 监测点位坐标 | 监测点情况 | 监测时间 | 监测频率/要求 | 监测因子 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 围外 | | | | | | 锌；pH、全盐量、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$） |
| | | FY210-H18C井至FY212H阀组站集输管道（2） | | | | | pH、全盐量、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$） |

### 4.4.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

油田内井场、地面工程等建设用地为第二类用地，占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外未利用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准。根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤pH＞7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中所列筛选值标准。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）表2第二类用地筛选值标准。

（2）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（3）评价结果

土壤评价结果见表4.5-3～表4.5-6。

表 4.5-3　占地范围内柱状样土壤环境质量评价

| 监测点位 | | | | 富源212-H2井场 | | | | | | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 采样深度 | | | | 0-0.5m | | 0.5-1.5m | | 1.5-3m | | |
| 序号 | 检测项目 | 单位 | 筛选值（第二类用地） | 监测数据 | Pi | 监测数据 | Pi | 监测数据 | Pi | |
| 1 | pH | - | - | 8.5 | / | 8.2 | / | 8.1 | / | 达标 |
| 2 | 总砷 | mg/kg | 60 | 18.4 | 0.307 | / | / | / | / | 达标 |
| 3 | 镉 | mg/kg | 65 | 0.09 | 0.001 | / | / | / | / | 达标 |
| 4 | 六价铬 | mg/kg | 5.7 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 5 | 铜 | mg/kg | 18000 | 6 | 0.0003 | / | / | / | / | 达标 |
| 6 | 铅 | mg/kg | 800 | 10.8 | 0.014 | / | / | / | / | 达标 |
| 7 | 总汞 | mg/kg | 38 | 0.0189 | 0.0005 | / | / | / | / | 达标 |
| 8 | 镍 | mg/kg | 900 | 23 | 0.026 | / | / | / | / | 达标 |
| 9 | 四氯化碳 | mg/kg | 2.8 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 10 | 氯仿 | mg/kg | 0.9 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 11 | 氯甲烷 | mg/kg | 37 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 12 | 1,1-二氯乙烷 | mg/kg | 9 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 13 | 1,2-二氯乙烷 | mg/kg | 5 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 14 | 1,1-二氯乙烯 | mg/kg | 66 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 15 | 顺式-1,2-二氯乙烯 | mg/kg | 596 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 16 | 反式-1,2-二氯乙烯 | mg/kg | 54 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 17 | 二氯甲烷 | mg/kg | 616 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 18 | 1,2-二氯丙烷 | mg/kg | 5 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 19 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | mg/kg | 10 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 20 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | mg/kg | 6.8 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 21 | 四氯乙烯 | mg/kg | 53 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 22 | 1,1,1-三氯乙烷 | mg/kg | 840 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 23 | 1,1,2-三氯乙烷 | mg/kg | 2.8 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 24 | 三氯乙烯 | mg/kg | 2.8 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 25 | 1,2,3-三氯丙烷 | mg/kg | 0.5 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 26 | 氯乙烯 | mg/kg | 0.43 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 27 | 苯 | mg/kg | 4 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 28 | 氯苯 | mg/kg | 270 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 29 | 1,2-二氯苯 | mg/kg | 560 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 30 | 1,4-二氯苯 | mg/kg | 20 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 31 | 乙苯 | mg/kg | 28 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 32 | 苯乙烯 | mg/kg | 1290 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 33 | 甲苯 | mg/kg | 1200 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 34 | 间/对二甲苯 | mg/kg | 570 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 35 | 邻二甲苯 | mg/kg | 640 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 36 | 硝基苯 | mg/kg | 76 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 37 | 苯胺 | mg/kg | 260 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 38 | 2-氯酚 | mg/kg | 2256 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 39 | 苯并[a]蒽 | mg/kg | 15 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 40 | 苯并[a]芘 | mg/kg | 1.5 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 41 | 苯并[b]荧蒽 | mg/kg | 15 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 42 | 苯并[k]荧蒽 | mg/kg | 151 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 43 | 䓛 | mg/kg | 1293 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 44 | 二苯并[a,h]蒽 | mg/kg | 1.5 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 45 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | mg/kg | 15 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 46 | 萘 | mg/kg | 70 | ND | / | / | / | / | / | 达标 |
| 47 | 水溶性盐总量 | g/kg | / | 1.3 | / | 0.8 | / | 1.4 | / | 达标 |
| 48 | 石油烃（$C_{10}$～$C_{40}$） | mg/kg | 4500 | 51 | 0.011 | 24 | 0.0053 | 20 | 0.0044 | 达标 |

**表 4.5-4　占地范围内柱状样土壤环境质量评价**

| 检测项目 | | 检测结果 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 富源216-H5井场 | | | 富源216-H14井场 | | | 富源216H井场 | | |
| 采样深度 | | 0-0.5m | 0.5-1.5m | 1.5-3.0m | 0-0.5m | 0.5-1.5m | 1.5-3.0m | 0-0.5m | 0.5-1.5m | 1.5-3.0m |
| pH | 监测值 | 8.4 | 8.3 | 8.3 | 8.1 | 8.4 | 8.1 | 8.7 | 8.4 | 8.8 |
| | 级别 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 | 无酸化碱化 |
| 石油烃（$C_{10}$～$C_{40}$） | 监测值 | 6 | 8 | 8 | 13 | 10 | 9 | 107 | 62 | 46 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 筛选值 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 |
| | 标准指数 | 0.0013 | 0.0018 | 0.0018 | 0.0029 | 0.0022 | 0.0020 | 0.0238 | 0.0138 | 0.0102 |
| 全盐量 g/kg | 监测值 | 1.3 | 0.5 | 1.9 | 0.8 | 0.7 | 0.8 | 9.5 | 4.0 | 9.8 |
| | 级别 | 未盐化 | 未盐化 | 未盐化 | 未盐化 | 未盐化 | 未盐化 | 重度盐化 | 中度盐化 | 重度盐化 |

**表 4.5-5　占地范围外表层样土壤环境质量评价　（筛选值 6.5＜pH≤7.5）**

| 监测点位 | | | | FY210-H18C 井场外 | | FY210-H18C 井至 FY212H 阀组站集输管道 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 采样深度 | | | | 0-20cm | | | |
| 序号 | 检测项目 | 单位 | 筛选值 | 监测数据 | Pi | 监测数据 | Pi |
| 1 | pH 值 | 无量纲 | / | 8.1 | / | 8.5 | / |
| 2 | 镉 | mg/kg | 0.3 | 0.07 | 0.233 | / | / |
| 3 | （总）汞 | mg/kg | 2.4 | 0.124 | 0.052 | / | / |
| 4 | （总）砷 | mg/kg | 30 | 12.9 | 0.430 | / | / |
| 5 | 铅 | mg/kg | 120 | 9.8 | 0.082 | / | / |
| 6 | 铬 | mg/kg | 200 | 68 | 0.340 | / | / |
| 7 | 铜 | mg/kg | 100 | 7 | 0.070 | / | / |
| 8 | 镍 | mg/kg | 100 | 26 | 0.260 | / | / |
| 9 | 锌 | mg/kg | 250 | 54 | 0.216 | / | / |
| 10 | 石油烃（$C_{10}$～$C_{40}$） | mg/kg | 4500 | 14 | 0.003 | 16 | 0.0035 |
| 11 | 水溶性盐总量 | g/kg | / | 1.9 | / | 31.4 | / |

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”相应标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录D，土壤盐化分级标准见表4.5-7，土壤酸化、碱化分级标准见表4.5-8。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表4.5-9。

**表4.5-7 土壤盐化分级标准**

| 分级 | 土壤含盐量（SSC）/（g/kg） | |
|---|---|---|
| | 滨海、半湿润和半干旱地区 | 干旱、半荒漠和荒漠地区 |
| 未盐化 | SSC<1 | SSC<2 |
| 轻度盐化 | 1≤SSC<2 | 2≤SSC<3 |
| 中度盐化 | 2≤SSC<4 | 3≤SSC<5 |
| 重度盐化 | 4≤SC<6 | 5≤SSC<10 |
| 极重度盐化 | SSC≥6 | SSC≥10 |

**表4.5-8 土壤酸化、碱化分级标准**

| 土壤pH值 | 土壤酸化、碱化强度 |
|---|---|
| pH<3.5 | 极重度酸化 |
| 3.5≤pH<4.0 | 重度酸化 |
| 4.0≤pH<4.5 | 中度酸化 |
| 4.5≤pH<5.5 | 轻度酸化 |
| 5.5≤pH<8.5 | 无酸化或碱化 |
| 8.5≤pH<9.0 | 轻度碱化 |
| 9.0≤pH<9.5 | 中度碱化 |
| 9.5≤pH<10.0 | 重度碱化 |
| pH≥10.0 | 极重度碱化 |

表 4.5-9　　土壤盐化、酸化现状

| 区域 | 检测项目 | | pH | 碱化程度 | 含盐量（SSC）/(g/kg) | 盐化程度 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 采油井场、集输管线 | FY210-H18C 井场内 | 表层 0-0.2m | 8.5 | 无酸化或碱化 | 1.3 | 未盐化 |
| | FY210-H18C 井场外 | | 8.1 | | 1.9 | |
| | FY212HJS 井场内 | | 8.1 | | 0.3 | |
| | FY210-H18C 井至 FY212H 阀组站集输管道占地范围内 | | 8.4 | | 1.3 | |
| | FY210-H18C 井至 FY212H 阀组站集输管道占地范围外 | | 8.5 | | 31.4 | 极重度盐化 |

综上所述，本项目采油井场、集输管线所在区域内土壤无酸化或碱化，土壤未盐化；本项目注水井场所在区域内土壤无酸化或碱化，土壤盐化程度不均，存在极重度盐化的情况。

## 4.5 环境空气质量现状调查与评价

### 4.5.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目位于阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价收集了2024期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表4.5-1所示。

表 4.5-1　阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

| 污染物 | 年评价指标 | 现状浓度（μg/m³） | 标准值（μg/m³） | 占标率（%） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| $SO_2$ | 年平均质量浓度 | 5 | 60 | 8.3 | 达标 |
| $NO_2$ | 年平均质量浓度 | 27 | 40 | 67.5 | 达标 |
| CO | 24小时平均第95百分位数 | 1600 | 4000 | 40.0 | 达标 |
| $O_3$ | 日最大8小时滑动平均值的第90百分位数 | 132 | 160 | 82.5 | 达标 |
| $PM_{10}$ | 年平均质量浓度 | 81 | 70 | 115.7 | 超标 |
| $PM_{2.5}$ | 年平均质量浓度 | 35 | 35 | 100.0 | 达标 |

由表4.6-1可知，项目所在区域$PM_{10}$年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及修改单中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《关于在南疆四地州深度贫困地

区实施《环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

### 4.5.2 近五年区域环境质量调查

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），滚动开发区块建设项目还应收集近5年的区域环境质量资料。本次评价采用2020年至2024年的距离本项目区最近的国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物$SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、CO和$O_3$的数据来源，详见下表4.5-2。

**表4.5-2 近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m³（标注除外）**

| 污染物 | 年评价指标 | 二级标准(μg/m³) | 现状浓度(μg/m³) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 2019年 | 2020年 | 2021年 | 2022年 | 2023年 |
| $PM_{10}$ | 年平均质量浓度 | 70 | 176 | 198 | 95 | 94 | 95 |
| $PM_{2.5}$ | 年平均质量浓度 | 35 | 54 | 60 | 39 | 41 | 37 |
| $SO_2$ | 年平均质量浓度 | 60 | 7 | 7 | 7 | 6 | 7 |
| $NO_2$ | 年平均质量浓度 | 40 | 31 | 28 | 28 | 24 | 32 |
| CO | 日均值第95百分位浓度 | 4000 | 900 | 1000 | 1500 | 2000 | 2200 |
| $O_3$ | 日最大8小时滑动平均第90百分位浓度 | 160 | 93 | 90 | 122 | 133 | 130 |

引用2019年~2023年阿克苏国控点数据分析，项目所在地$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；$PM_{10}$、$PM_{2.5}$均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

### 4.5.3 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位及监测项目

本次环评特征污染物采用实测的方法，监测点位布设及基本信息见表4.5-3和图4.3-1。

**表 4.5-3　特征污染物监测点位基本信息　单位：mg/m³**

| 监测点名称 | 地理坐标 | 与本项目位置关系 | 监测因子 | 监测时段 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 富源212-H2井场 | | 项目区上风向 | 非甲烷总烃、硫化氢 | 2026年11月1日-7日 | / |
| 富源216-H5井场 | | 项目区下风向 | | | / |

（2）监测时间及频率

本次监测点位监测时间为2026年11月1日-7日，连续监测7天。

非甲烷总烃、硫化氢1小时浓度每天采样4次，每次采样60分钟，具体为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

（3）评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m³的标准。

（4）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

*Pi*——第 *i* 个污染物的最大占标百分比，%；

*Ci*——第 *i* 个污染物监测浓度，μg/m³；

*Coi*——第 *i* 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（5）评价结果

监测及评价结果见表4.5-3。

**表 4.5-3　特征污染物评价结果监测结果表**

| 监测点位 | 污染物 | 平均时间 | 评价标准（mg/m³） | 浓度范围（mg/m³） | 最大浓度占标率（%） | 超标率（%） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 富源212-H2井场 | 非甲烷总烃 | 1小时 | 2.0 | 0.44～0.62 | 31 | 0 | 达标 |
| | 硫化氢 | | 0.01 | ND | - | - | 达标 |
| 富源216-H5井场 | 非甲烷总烃 | | 2.0 | 0.50～0.57 | 28.5 | 0 | 达标 |
| | 硫化氢 | | 0.01 | ND | - | - | 达标 |

注：“ND”代表未检出

根据监测结果，监测点非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准，硫化氢1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

## 4.6 声环境现状调查与评价

### 4.6.1 声环境现状监测

（1）监测点布设

根据项目周边环境，具体布置情况见表4.6-1。

表4.6-1 声环境质量现状监测布置情况一览表

| 序号 | 监测点名称 | 监测点位(个) | 监测因子 |
|---|---|---|---|
| 1 | 富源212增压站四周 | 4 | $L_{Aeq,\ T}$ |
| 2 | 富源212-H2井场 | 1 | $L_{Aeq,\ T}$ |
| 3 | 富源216-H5井场 | 1 | $L_{Aeq,\ T}$ |
| 4 | 富源216-H14井场 | 1 | $L_{Aeq,\ T}$ |

（2）监测因子

等效连续A声级（$L_{Aeq,\ T}$）。

（3）监测时间及频率

监测时间为2026年11月6日分昼夜进行监测，昼间监测时段为8:00～24:00，夜间监测时段为24:00～次日08:00。

（4）监测方法

按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的规定进行。

### 4.6.2 声环境现状评价

（1）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（2）评价标准

项目区域新建井场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准（昼间60 dB（A）、夜间50 dB（A））。

（3）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表4.6-2。

**表4.6-2　声环境现状监测及评价结果表**

| 监测点位 | | 测量时间 | 等效声级dB（A） | | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 监测值 | 标准值 | |
| 富源212-H2井场 | | 昼间 | 42 | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | 38 | 50 | 达标 |
| 富源216-H5井场 | | 昼间 | 42 | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | 38 | 50 | 达标 |
| 富源216-H14井场 | | 昼间 | 42 | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | 38 | 50 | 达标 |
| 富源212增压站四周 | 场界东侧 | 昼间 | 45 | 60 | 达标 |
| | 场界南侧 | | 46 | | 达标 |
| | 场界西侧 | | 48 | | 达标 |
| | 场界北侧 | | 48 | | 达标 |
| | 场界东侧 | 夜间 | 41 | 50 | 达标 |
| | 场界南侧 | | 40 | | 达标 |
| | 场界西侧 | | 39 | | 达标 |
| | 场界北侧 | | 40 | | 达标 |

上表显示，在评价期内，项目区新建井场和利旧井场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

# 5.环境影响预测与评价

## 5.1 生态环境影响分析

### 5.1.1 施工期生态环境影响分析

#### 5.1.1.1 占地影响分析

（1）永久占地影响分析

本项目新增永久占地0.758hm$^2$，主要新建3座采油井场、扩建1座站场及7座注气井场。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底地改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

（2）临时占地影响分析

本项目新增临时占地62.76hm$^2$，主要是井场工程临时占地、集输管线、10kV电力线路、35kV电力线路、管线施工便道占地，生态影响主要集中在施工期。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度地加剧。

#### 5.1.1.2 对植被的影响分析

（1）植被覆盖度的影响分析

本项目植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于本项目区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，因此工程的建设对植被覆盖度影响较小。

（2）生物量损失

本项目施工区域均为沙地，施工占地会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y＝S_i•W_i$$

式中，Y——生物量损失，t；$S_i$——占地面积，hm$^2$；$W_i$——单位面积生物量，t/hm$^2$。

项目区域内生态以荒漠生态环境为主要特征，区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，平均生物量参考《中国区域植被地上与地下生物量模拟》中西部荒漠、半荒漠地区生物量数据，得出占地范围内不同植被类型平均单位面积生物量指标。生物量损失见表5.1-1。

**表5.1-1　　项目建设各类型占地的生物量损失**

| 类型 | 平均生物量(t/hm$^2$) | 永久占地(hm$^2$) | 永久植被损失(t) | 临时占地(hm$^2$) | 临时植被损失(t) |
|---|---|---|---|---|---|
| 沙地 | 0.3 | 0.758 | 0.227 | 62.76 | 18.83 |

本项目的实施，将造成0.227t永久植被损失及18.83t临时植被损失。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，迫使其暂离其栖息地或活动场所，远离施工区域；同时项目占地对地表的扰动和破坏，破坏其正常生境。

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对荒漠生态系统中的爬行类（沙蜥等）动物的干扰不大。一些伴人型鸟类（麻雀等），一般在离作业区50m以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和爬行类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，随着施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

（3）对重要物种的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域分布特有种南疆沙蜥。对于重要物种，要重点加强保护。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对重要物种的影响降到最低。

5.1.1.4 水土流失影响分析

本项目施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

（1）扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大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。

（2）扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

（3）工程占用破坏原有植被，增加了地面裸露和松动，植被面积减少和植被破坏，使得植被覆盖率降低，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免地造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本项目的建设而产生的水土流失。

5.1.1.5 井场、站场建设对生态环境的影响

本项目井场、站场工程主要包括拟新建3座采油井场、扩建1座站场及7座注气井场。井场建设过程中将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响

本项目开挖管沟37.6km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为沙地，基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵

蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被可以恢复，因此生物量的损失较小，并可恢复。

5.1.1.7 防沙治沙分析

（1）占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

本项目总占地面积63.52hm$^2$(永久占地面积0.758hm$^2$，临时占地面积62.76hm$^2$)，项目位于塔克拉玛干沙漠区，占用沙地63.52hm$^2$。

（2）项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

本项目管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

（3）损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

本项目占地范围内利旧井场周边建有草方格，施工过程中不损坏已建防沙治沙设施。

（4）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

**5.1.1.8 防沙治沙保护措施**

5.1.1.8.1 防沙治沙措施方案

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年11月14日修订)；

②《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024年12月3日发布，2025年1月1日施行）；

③《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〕

38号)；

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)。

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：采取铺设草方格等工程措施进行防沙治沙。

（3）工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

采用草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：新建井场四周宽度为20m，管线上风向8m，下风向4m。

草方格采用芦苇制作,方格尺寸1.0m×1.0m,规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹插入沙中，插入深度应在 25～30cm 之间，地表留 15～20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

（4）植物措施(防风固沙植被恢复措施)

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，严禁破坏占地范围外的植被。

（5）其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

井场平整后，采取砾石压盖及硬化处理；施工土方全部用于井场平整及管沟回填，严禁随意堆置。遇到易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘时间，同时作业处覆以防尘网。在施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

相关防沙治沙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。

5.1.1.8.2 方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，施工单位作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在施工单位施工过程中，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

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔克拉玛干沙漠条件恶劣，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，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用就地泼洒抑尘。

（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概算预计20万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，有效减缓项目区域沙丘流动、沙化土地扩张，区域生态环境有所改善。

### 5.1.2 运营期生态环境影响分析

本项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎

杀野生动物。

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在2～3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

本项目总占地约63.52hm$^2$，其中永久占地0.758hm$^2$、临时占地62.76hm$^2$。荒漠区域被油气田设施等永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油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；但是由于项目占地面

积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

### 5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、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，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

迹地经过清理后，根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场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。

### 5.1.4 生态影响评价自查表

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约0.758hm$^2$，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地62.76hm$^2$，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表5.1-2。

**表5.1-2　生态影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 |
|---|---|---|
| 生态影响识别 | 生态保护目标 | 重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑ |
| | 影响方式 | 工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑ |
| | 评价因子 | 物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等）<br>生境☑（生境面积、质量　　）<br>生物群落☑（物种组成、群落结构等　　）<br>生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　）<br>生物多样性□（物种丰富度、优势度等　　）<br>生态敏感区□（　　）<br>自然景观☑（景观多样性、完整性　　）<br>自然遗迹□（　　）<br>其他☑（水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等　　） |
| 评价等级 | | 一级□　二级□　三级☑　生态影响简单分析□ |
| 评价范围 | | 陆域面积：（2.05）$km^2$；水域面积：（）$km^2$ |
| 生态现状调查与评价 | 调查方法 | 资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑ |
| | 调查时间 | 春季□；夏季☑；秋季□；冬季□<br>丰水期□；枯水期□；平水期□ |
| | 所在区域的生态问题 | 水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑ |
| | 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；其他☑ |
| 生态影响预测与评价 | 评价方法 | 定性□；定性和定量☑ |
| | 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种☑；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑ |
| 生态保护对策措施 | 对策措施 | 避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑ |
| | 生态监测计划 | 全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□ |
| | 环境管理 | 环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑ |
| 评价结论 | 生态影响 | 可行☑；不可行□ |

| 注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。 |
|---|

## 5.2 地下水环境影响分析

### 5.2.1 水文地质条件

本项目位于富满油田富源216H井区，评价区域内水文地质资料引用《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中相关资料，项目采油井场、油气集输管线位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

（1）地下水的赋存条件及分布特征

项目评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂。

（2）含水层的分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。本项目位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水含水层为主的沙漠平原区。区域水文地质图见图5.2-1~5.2-3。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，在60m钻探深度内，在南北方向上，主要分布有一层单一结构的潜水含水层，潜水位埋深1.43～5.13m，含水层厚度小于50m，含水层岩性为第四系粉砂、细砂，渗透系数1.15～2.44m/d。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

（3）含水层的富水性

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，项目所在区域富水性为潜水水量贫乏（换算成8英寸口径、降深5m时的单井涌水量为＜100$m^3$/d）。

（4）地下水的补给、径流、排泄条件

项目评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。评价区远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点—台特玛湖。

当丰水年份塔河径流量变大时，塔河对塔南沙漠区的地下水补给量有所增加，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变好，而对距离塔里木河远的井场影响较小。当枯水年份塔河径流量变小时，塔里木河对塔南沙漠区的地下水补给量有所减少，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变差，而对距离塔里木河远的井场影响较小。

（5）地下水水化学特征

评价区潜水的水化学类型较为单一，均为 $Cl\cdot SO_4$-Na 型水。矿化度则变化较大，从 5.81～32.15g/L 不等，水质均较差，为半咸水-咸水。

（6）包气带

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中勘探孔 MS1、MS3 的钻孔柱状图，地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂，厚度 1.46～1.8m，包气带渗透系数为 $2\times10^{-3}$cm/s，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

**图 5.2-1 区域潜水等水位线图**

图 5.2-2　项目所在区域钻孔柱状图

图 5.2-3　项目所在区域钻孔柱状图

（7）地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完成后即已停止开采地下水。

（8）区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

### 5.2.3 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）管道施工对地下水影响分析

本项目集输管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

综上，本项目施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

### 5.2.4 运营期地下水环境影响分析

#### 5.2.4.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

拟建项目运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

（2）油泥（砂）

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目落地油100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

（3）输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场

本项目正常状况下，井口区、装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.2.4.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田项目生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

（1）情景1：油水窜层

钻井完井后油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油气不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

本次主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，项目区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按I类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据采出液污染物特征，本次选取石油类、硫化物作为预测特征因子。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，硫化物执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表5.2-15。

表 5.2-1　　评价因子及评价标准一览表

| 评价因子 | 评价标准（mg/L） | 检出下限值（mg/L） |
|---|---|---|
| 石油类 | 0.05 | 0.01 |
| 硫化物 | 0.02 | 0.01 |

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物迁移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄漏点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0}=\frac{1}{2}erfc(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}})+\frac{1}{2}e^{\frac{ux}{D_L}}erfc(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}})$$

以上式中：$x$—距注入点的距离，m；

$t$—时间，d；

$C$（$x$，$t$）—$t$ 时刻 $x$ 处的示踪剂浓度，g/l；

$C_0$—注入的示踪剂浓度，g/l；

$u$——水流速度，m/d；

*n*——有效孔隙度，无量纲；

$D_L$—纵向弥散系数，$m^2/d$；

*erfc*(　)—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉砂、细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表5.2-2。

**表5.2-2　水质预测模型所需参数一览表**

| 序号 | 参数符号 | 参数名称 | 参数数值 | 数值来源 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | u | 水流速度 | 0.008m/d | 地下水的平均实际流速 u= KI /n，评价区内含水层主要岩性为粉砂、细砂，根据导则中附录B，粉砂、细砂渗透系数分别为1～1.5m/d，5～10m/d，本次评价取3m/d，根据区域历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为0.2‰～0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为0.8‰。 |
| 2 | $D_L$ | 纵向弥散系数 | 0.08$m^2/d$ | $D_L$=aLu，aL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于1～10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。 |
| 3 | n | 有效孔隙度 | 32% | 依据《水文地质手册》中表1-6-1及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为30%-40%，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小10%～20%，因此本次取有效孔隙度n=0.4×0.8=0.32。 |
| 4 | t | 时间 | 计算发生渗漏后100d、365d、1000d后各预测点的浓度 | |
| 5 | $C_0$ | 污染物浓度 | 参照美国石油协会，石油烃标准化工作组TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取18 mg/L为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强；同时类比富满油田采出水中硫化物浓度范围在2mg/L～100mg/L，本次取值100mg/L为预测源强。 | |

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄漏了不同天数（100天、365天、1000天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表5.2-3，图5.2-5、图5.2-6。

**表5.2-3　污染物在潜水含水层中迁移预测结果（）**

| 预测因子 | 预测时间 | 超标距离（m） | 影响距离（m） | 影响范围内水环境敏感点 |
|---|---|---|---|---|
| 石油类 | 100d | 12 | 14 | 无 |
| | 365d | 25 | 29 | 无 |
| | 1000d | 45 | 51 | 无 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 硫化物 | 100d | 15 | 16 | 无 |
| | 365d | 31 | 32 | 无 |
| | 1000d | 54 | 56 | 无 |

图 5.2-5　发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

图 5.2-6 发生泄漏后硫化物污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测100d、1000d、3650d时，地下水超标距离分别为12m、25m、45m，影响距离分别为14m、29m、51m；硫化物浓度在预测100d、1000d、3650d时地下水超标距离分别为15m、31m、54m，影响距离分别为16m、32m、56m；影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景2：集输管道泄漏事故

井场管线连接与阀门连接处和集输管道泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的采出液可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的采出液泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对管线连接和阀门处出现破损泄漏情况，石油类等污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短

时泄漏，泄漏时长最多按1d计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2}\left[\mathrm{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) - \mathrm{erfc}\left(\frac{x-u(t-t_o)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}}\right)\right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

$C_0$—注入的示踪剂浓度，g/l；

u－水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

$D_L$—纵向弥散系数，$m^2/d$；

erfc(　)—余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类、硫化物因子是油田开采的特征污染物，标准污染指数也最高。因此，本次影响预测以石油类、硫化物进行预测。具体见表5.2-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100天、365天、1000天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表5.2-4、表5.2-7，图5.2-8。

**表5.2-4 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景2）**

| 预测因子 | 预测时间 | 浓度最大值（mg/L） | 超标距离（m） | 影响距离（m） |
|---|---|---|---|---|

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 石油类 | 100d | 0.03142075 | / | 9 |
| | 365d | 0.01128155 | / | 11 |
| | 1000d | 0.005603272 | / | / |
| 硫化物 | 100d | 0.1745597 | 11 | 12 |
| | 365d | 0.06267527 | 18 | 21 |
| | 1000d | 0.03112929 | 25 | 32 |

图 5.2-7 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

**图 5.2-8 发生泄漏后硫化物污染物浓度变化趋势图（情景 2）**

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类、硫化物在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、365d 时，地下水最大影响距离约 9m、11m，均不超标；硫化物浓度在预测 100d、365d、1000d 时，地下水超标距离分别为 11m、18m、25m，地下水最大影响距离约 12m、21m、32m 故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

### 5.2.5 退役期地下水环境影响分析

本项目退役期，无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

### 5.2.6 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

（2）本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

## 5.3 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

### 5.3.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水、生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等，根据类比目前富满油田钻井实际情况，本项目新钻井2口、加深井2口，产生的钻井废水约为1620$m^3$。

钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）酸化压裂废水

本项目酸化压裂废水产生量为4000$m^3$，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，见油气显示后运至富源7井废液处理站处置，未见油气显示作为二次改造液对富满油田内老井储层进行深度改造资源化利用。

（3）管道试压废水

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压废水试压结束后，用于施工区域洒水降尘，不外排。

（4）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为230.4$m^3$。施工期生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理，达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，用于荒漠灌溉。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

### 5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

（1）采出水依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本项目采出水依托满深联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模1500m³/d，目前处理量约360m³/d，富余量为1140m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求。本项目采出水量最大约7.59m³/d，满深联合站处理能力满足本项目采出水处理需求。

（2）井下作业废水依托处理环境可行性评价

本项目井下作业废水产生量456t/a，运至富源7注水井西侧废液处理站处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。富源7注水井西侧废液处理站废液处理系统运行正常，且富余能力能够满足本项目需求。因此本项目井下作业废水可依托富源7注水井西侧废液处理站进行处理。

综上，本项目运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

### 5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

### 5.3.4 地表水环境评价结论

采取上述水污染控制措施后，本项目运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

### 5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1　　地表水环境影响评价自查表

| 工作内容 | | 自查项目 | |
|---|---|---|---|
| 影响识别 | 影响类型 | 水污染影响型☑；水文要素影响型□ | |
| | 水环境保护目标 | 饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他☑ | |
| | 影响途径 | 水污染影响型 | 水文要素影响型 |
| | | 直接排放□；间接排放☑；其他□ | 水温□；径流□；水域面积□ |
| | 影响因子 | 持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑ | 水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□ |
| 评价等级 | | 水污染影响型 | 水文要素影响型 |
| | | 一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑ | 一级□；二级□；三级□ |

## 5.4 土壤环境影响评价

### 5.4.1 施工期土壤环境影响分析

5.4.1.1 地面工程施工对土壤环境的影响

本项目占地类型主要为沙地，土壤类型涉及棕漠土、石质土等。项目施工期主要为土方开挖、场地平整以及管线敷设，施工期对土壤的主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

（1）土方开挖、场地平整等对土壤的环境影响

土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（2）管线敷设对土壤的环境影响

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动

中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（3）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，使风蚀荒漠化的过程加剧。

5.4.1.2 废弃污染物污染影响分析

本项目施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本项目施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、生活垃圾等。根据前述分析，本项目施工期产生的废水和固废均能妥善处置，因此在落实以上环保措施的情况下，本项目施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

### 5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

**5.4.2.2.1 污染影响型**

（1）预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对集油管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤

垂直下渗的污染，作为预测情景。

（2）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录E中预测方法对本项目垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，$m^2/d$；

q--渗流速度，m/d；

z--沿z轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\leq z<0$$

③边界条件

第一类Dirichlet边界条件：

a.连续点源：

$$c(z,t)=c_0 \qquad t>0, z=0$$

$$c(z,t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\leq t_0\\ 0 & t>t_0\end{cases}$$

b.非连续点源：

第二类Neumann零梯度边界条件：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0, z=L$$

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表5.4-1。

**表5.4-1 垂直入渗预测模型参数一览表**

| 土壤质地 | 厚度 | 渗透系数 | 孔隙度 | 土壤含水量 | 弥散系数 | 土壤容重 |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | （m） | （m/d） | | （%） | （$m^2$/d） | （$kg/m^3$） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 砂土 | 2 | 4.5 | 0.53 | 0.12 | 1 | $1.25\times10^3$ |

（4）预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对站内管线连接和阀门处的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-2　　土壤预测源强表

| 渗漏点 | 污染物 | 浓度 mg/L | 渗漏特征 |
|---|---|---|---|
| 集油管线泄漏 | 石油烃 | 803800 | 瞬时 |
| 采油井场套管破损泄漏 | 石油烃 | 803800 | 瞬时 |

（5）土壤污染预测结果

①集油管线泄漏石油烃预测结果

集油管线出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为803800mg/L，考虑到石油烃以点源形式泄漏，第10天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按10天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图5.4-1所示。

图 5.4-1　石油烃沿土壤垂向迁移情况

由图5.4-1土壤模拟结果可知，入渗10天后，污染深度为35cm，整体渗漏速率较慢，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境污染影响可接受。

②采油井场套管破损泄漏石油烃预测结果

采油井场套管破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。

初始浓度设定为803800mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），预测时间节点分别为，T1:1d，T2:3d，T3:10d，T4:20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图5.4-2所示。预测结果见表5.4-2。

图5.4-2　石油烃沿土壤垂向迁移情况

表5.4-2　　土壤预测情况表

| 序号 | 预测时间 | 污染深度 |
|---|---|---|
| 1 | 1d | 10cm |
| 2 | 3d | 18cm |
| 3 | 10d | 32cm |
| 4 | 20d | 50cm |

由图5.2-2土壤模拟结果可知，入渗20天后，污染深度为50cm，整体渗漏速率较慢，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境污染影响可接受。

**5.4.2.2.2 生态影响型**

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在5min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间5min考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781\times V_{pipe}\times f_{rel}\times f_{GOR}+V_{pre-shut}$$

式中：$V_{rel}$—集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

$V_{pipe}$—管段体积，$ft^3$（$1ft^3=0.0283m^3$），按最大计算，r取0.08m，长度取2700m；

$f_{rel}$—最大泄漏率，取0.2；

$f_{GOR}$—压力衰减系数，取0.2；

$V_{pre-shut}$—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据实际生产数据该管线外输液量为31.04$m^3$/d，管线发生泄漏时，5min内采出液泄漏量为0.02$m^3$。

阀门关闭后泄漏量：本次评价的破裂管线内径80mm，长2700m，管道体积为54.26$m^3$。经计算，非正常状况下，阀门关闭后采出液泄漏量为0.92$m^3$。

综上，管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为1.19$m^3$

采出液中总矿化度为5000mg/L～10000mg/L，本次评价为求得非正常状况下对土壤的最大影响，总矿化度取10000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=1.19×10000=11.9g。

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：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-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；

Ls-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；

Rs-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/$m^3$；

A-预测评价范围，$m^2$；

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

$$S=S_b+\triangle S$$

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，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心20m×20m范围，表层土壤容重

根据区域土壤理化特性调查取值为1.46×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为39.0g/kg。预测年份为0.027a(10天)。

根据上述计算结果，在10天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为多少0.000003g/kg，叠加现状值后的预测值为多少39.000003g/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，增量较小；且本项目建设RTU采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

### 5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

### 5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

### 5.4.5 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表5.4-3。

**表5.4-3 土壤环境影响评价自查表**

| 工作内容 | | 完成情况 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 影响识别 | 影响类型 | 污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑ | |
| | 土地利用类型 | 建设用地□；农用地□；未利用地☑ | |
| | 占地规模 | 小型 | |
| | 敏感目标信息 | 敏感目标（耕地）、方位（西北方向）、距离（0.5km） | |
| | 影响途径 | 大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（） | |
| | 全部污染物 | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 特征因子 | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | | | | |
| | 所属土壤环境影响评价项目类别 | 采油井场、注水井场 | I类☑；II类□；III类□；IV类□ | | | |
| | | 集输管线 | I类□；II类☑；III类□；IV类□ | | | |
| | 敏感程度 | 采油井场 | 敏感□；较敏感□；不敏感☑ | | | 污染影响型 |
| | | 集输管线 | 敏感□；较敏感□；不敏感☑ | | | |
| | | 注水井场 | 敏感☑；较敏感□；不敏感□ | | | 生态影响型 |
| 评价工作等级 | | 采油井场 | 一级□；二级☑；三级□ | | | 污染影响型 |
| | | 集输管线 | 一级□；二级□；三级☑ | | | |
| | | 注水井场 | 一级☑；二级□；三级□ | | | 生态影响型 |
| 现状调查内容 | 资料收集 | a）☑；b）☑；c）☑；d）☑ | | | | |
| | 理化特性 | -- | | | | |
| | 现状监测点位 | | 占地范围内 | 占地范围外 | 深度 | |
| | | 表层样点数 | 3 | 8 | 0.2m | |
| | | 柱状样点数 | 5 | 0 | 0.5m、1.5m、3m | |
| | 现状监测因子 | 占地范围内：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷，1，2-二氯乙烷，1，1-二氯乙烯，顺-1，2-二氯乙烯，反-1，2-二氯乙烯，二氯甲烷，1，2-二氯丙烷，1，1，1，2-四氯乙烷，1，1，2，2-四氯乙烷，四氯乙烯，1，1，1-三氯乙烷，1，1，2-三氯乙烷，三氯乙烯，1，2，3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1，2-二氯苯，1，4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）、盐分含量<br>占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）、盐分含量 | | | | |
| 现状评价 | 评价因子 | | | | | |
| | 评价标准 | GB15618☑；GB36600☑；表D.1□；表D.2□；其他（） | | | | |
| | 现状评价结论 | 各评价因子均满足相应标准要求 | | | | |
| 影响预测 | 预测因子 | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | | | | |

## 5.5 大气环境影响评价

### 5.5.1 施工期大气环境影响分析

（1）施工扬尘

本项目在施工过程中，不可避免地要占用土地、物料运输、场地建设等，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘

以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

（2）机械设备和车辆废气

本项目施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、$SO_2$、$NO_2$、$C_mH_n$等，施工机械废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）限制要求。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

（3）测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放喷气体的毒性。

（4）环境影响分析

经现场踏勘可知，本项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、机械设备和车辆废气对区域环境空气可以接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

### 5.5.2 运营期大气环境影响评价

#### 5.5.2.1 多年气候统计资料分析

本项目位于沙雅县境内，距离最近的气象站为沙雅县气象站。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料采用沙雅县气象站的20年常规地面气象观测资料，地面气象数据采用气象观测站站点信息见表5.5-1。

表 5.5-1　　气象站基本情况

| 气象站名称 | 气象站编号 | 气象站等级 | 气象站坐标（°） | | 海拔高度（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 经度 | 纬度 | |
| 沙雅 | 51639 | 基本站 | | | 983 |

（1）20年主要气候特征统计

沙雅县近20年主要气候特征统计详见表5.5-2。

表 5.5-2　　20年主要气候特征统计表

| 序号 | 项目 | 统计结果 | 序号 | 项目 | 统计结果 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 年平均风速（m/s） | 1.4 | 6 | 年平均水气压（hPa） | 7.4 |
| 2 | 年平均相对湿度（%） | 50 | 7 | 年平均蒸发量（mm） | 2024.2 |
| 3 | 年平均气温（℃） | 12.0 | 8 | 年平均降水量（mm） | 60.8 |
| 4 | 年极端最高/最低气温（℃） | 41.2/-24.2 | 9 | 年最多/最少降水量（mm） | 107.0/30.4 |
| 5 | 年平均气压（hPa） | 904.3 | 10 | 年日照时数 h | 2942.2 |

（2）温度

沙雅县近20年各月平均气温变化情况见表5.5-3。

表 5.5-3　　20年及各月平均气温统计表　　单位：℃

| 月份 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 年 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 温度 | -6.8 | -0.3 | 8.5 | 16.4 | 21.1 | 24.6 | 25.9 | 24.8 | 19.9 | 11.8 | 3.0 | -4.7 | 12.0 |

（3）风速

沙雅县近20年各月平均风速变化情况见表5.5-4。

表 5.5-4　　20年及各月平均风速统计表　　单位：m/s

| 月份 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 年 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 风速 | 1.1 | 1.3 | 1.5 | 1.7 | 1.8 | 1.8 | 1.6 | 1.5 | 1.3 | 1.0 | 1.0 | 1.1 | 1.4 |

（4）风向、风频

沙雅县近20年各月、各季及全年平均风向频率见表5.5-5，近20年风频玫瑰图见图5.5-1。

表 5.5-5　　近20年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

| 风向 | N | NNE | NE | ENE | E | ESE | SE | SSE | S | SSW | SW | WSW | W | WNW | NW | NNW | C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1月 | 4.8 | 5.6 | 8.8 | 5.6 | 0.8 | 0.8 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 14.5 | 14.5 | 12.1 | 2.4 | 5.7 | 0.8 | 0.0 | 18.6 |
| 2月 | 5.2 | 1.7 | 2.5 | 1.7 | 0.8 | 0.9 | 0.0 | 0.9 | 0.0 | 8.6 | 25.0 | 22.4 | 12.1 | 6.0 | 2.6 | 1.7 | 7.8 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3月 | 4.8 | 12.1 | 20.9 | 10.5 | 4.0 | 1.6 | 2.4 | 0.8 | 1.6 | 5.7 | 4.8 | 6.5 | 4.8 | 4.0 | 1.6 | 2.4 | 11.3 |
| 4月 | 5.0 | 11.7 | 11.6 | 8.3 | 4.2 | 3.3 | 0.0 | 3.3 | 7.5 | 3.3 | 9.2 | 7.5 | 2.5 | 3.3 | 2.5 | 2.5 | 14.2 |
| 5月 | 9.7 | 16.9 | 13.7 | 12.1 | 1.6 | 3.2 | 7.3 | 4.0 | 0.0 | 2.4 | 4.0 | 4.8 | 1.6 | 16.1 | 4.0 | 4.8 | 8.1 |
| 6月 | 11.7 | 14.2 | 10.8 | 12.5 | 9.2 | 5.8 | 4.2 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 2.5 | 2.5 | 1.7 | 4.2 | 6.7 | 2.5 | 6.7 |
| 7月 | 11.3 | 13.7 | 8.1 | 8.9 | 2.4 | 3.2 | 1.6 | 2.4 | 3.2 | 4.8 | 4.8 | 3.2 | 6.5 | 5.7 | 6.5 | 6.5 | 7.3 |
| 8月 | 6.4 | 16.1 | 20.2 | 13.7 | 6.5 | 5.7 | 3.2 | 4.0 | 1.6 | 1.6 | 3.0 | 0.8 | 1.6 | 0.0 | 2.4 | 6.5 | 5.7 |
| 9月 | 10.0 | 18.3 | 13.3 | 11.7 | 5.8 | 1.7 | 1.7 | 3.3 | 1.7 | 1.7 | 5.8 | 2.5 | 6.7 | 2.5 | 2.5 | 1.7 | 9.2 |
| 10月 | 5.6 | 13.7 | 8.1 | 8.1 | 2.4 | 0.0 | 1.6 | 1.6 | 0.8 | 5.7 | 5.7 | 4.0 | 4.8 | 4.0 | 4.0 | 3.2 | 26.6 |
| 11月 | 0.0 | 3.3 | 5.8 | 4.2 | 1.7 | 2.5 | 0.8 | 0.8 | 2.5 | 6.7 | 15.0 | 15.8 | 6.7 | 4.2 | 1.7 | 1.7 | 26.7 |
| 12月 | 1.6 | 8.1 | 15.3 | 10.4 | 4.8 | 0.8 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 6.5 | 11.3 | 10.5 | 5.7 | 2.4 | 0.0 | 1.6 | 13.7 |
| 春季 | 6.5 | 13.6 | 15.5 | 10.3 | 3.3 | 2.7 | 3.3 | 2.7 | 3.0 | 3.8 | 6.0 | 6.3 | 3.0 | 3.0 | 2.7 | 3.3 | 11.1 |
| 夏季 | 9.8 | 14.7 | 13.1 | 11.6 | 6.0 | 4.9 | 3.0 | 2.7 | 2.2 | 2.7 | 3.8 | 2.2 | 3.3 | 3.3 | 5.2 | 5.2 | 6.5 |
| 秋季 | 5.2 | 11.8 | 9.1 | 7.9 | 3.3 | 1.4 | 1.4 | 1.9 | 1.7 | 4.7 | 8.8 | 7.4 | 6.0 | 3.6 | 2.8 | 2.2 | 20.9 |
| 冬季 | 3.8 | 5.2 | 9.1 | 6.0 | 2.2 | 0.8 | 1.4 | 1.7 | 1.4 | 9.9 | 16.8 | 14.8 | 6.6 | 4.7 | 1.1 | 1.1 | 13.5 |
| 全年 | 6.3 | 11.3 | 11.7 | 9.0 | 3.7 | 2.5 | 2.3 | 2.3 | 2.1 | 5.3 | 8.8 | 7.7 | 4.7 | 3.6 | 2.9 | 2.9 | 13.0 |

**图 5.5-1　近 20 年沙雅县风频玫瑰图**

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-6。

**表 5.5-6　本项目估算模式参数一览表**

| 参数 | | 取值 |
|---|---|---|
| 城市农村/选项 | 城市/农村 | 农村 |
| | 人口数（城市人口数） | / |
| 最高环境温度（°C） | | 41.2 |
| 最低环境温度（°C） | | -24.2 |
| 土地利用类型 | | 沙地 |
| 区域湿度条件 | | 干燥 |

| | | |
|---|---|---|
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | 是 |
| | 地形数据分辨率（m） | 90 |
| 是否考虑海岸线熏烟 | 考虑海岸线熏烟 | 否 |
| | 海岸线距离（km） | / |
| | 海岸线方向（o） | / |

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表5.2-7。预测及计算结果见表5.5-8。

**表5.5-7　　本项目污染源源强一览表**

| 名称 | 面源起点坐标（°） | | 海拔高度（m） | 长度（m） | 宽度（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| | 经度 | 纬度 | | | |
| 富源212-H2井场 | | | 952 | 40 | 40 |

| 有效排放高度（m） | 与正北向夹角（°） | 年排放小时数（h） | 排放工况 | 污染物排放速率（kg/h） | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | NMHC | $H_2S$ |
| 6 | 0 | 8760 | 正常 | 0.01053 | 0.000176 |

**表5.5-8　　Pmax及D10%预测及计算结果一览表**

| 名称 | 评价因子 | $C_i$ μg/m³ | 评价标准 μg/m³ | $P_i$ % | $P_{max}$ % | 最大浓度出现距离 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 富源212-H2井场 | 非甲烷总烃 | 15.0860 | 2000 | 0.75 | 2.52 | 28 |
| | 硫化氢 | 0.25215 | 10 | 2.52 | | |

经估算由表5.5-8可知，无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在富源212-H2井场外28m处，最大浓度为15.0860μg/m³，最大浓度占标率为0.75%，非甲烷总烃厂界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准；无组织硫化氢最大落地浓度出现在富源212-H2井场外28m处，最大浓度为0.25215μg/m³，最大浓度占标率为2.52%，硫化氢厂界贡献浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建厂界二级标准值。

综上，本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.3 非正常工况影响分析

（1）污染源强

本项目属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放

喷池。本次将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，非正常工况下污染物源强情况见表5.5-9。

**表5.5-9　　非正常工况下污染物排放一览表**

| 名称 | 面源起点坐标 | | 海拔高度（m） | 长度（m） | 宽度（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| | X | Y | | | |
| 富源212-H2井场 | 0 | 60 | 950 | 6 | 6 |

| 有效排放高度（m） | 与正北向夹角（°） | 年排放小时数（h） | 排放工况 | 污染物排放速率（kg/h） | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | NMHC | $H_2S$ |
| 2 | 0 | 0.17 | 非正常 | 0.1 | 0.003 |

（2）影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表5.5-10。

**表5.5-10　　非正常排放 $P_{max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表**

| 名称 | 评价因子 | $C_i$ μg/m³ | 评价标准 μg/m³ | $P_i$ % | $P_{max}$ % | 最大浓度出现距离 m | $D_{10\%}$ m |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 放喷口 | 非甲烷总烃 | 1705.6 | 2000 | 85.28 | 511.68 | 10 | 325 |
| | 硫化氢 | 51.168 | 10 | 511.68 | | | 1550 |

由表5.5-10计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为1705.6μg/m³，占标率为85.28%，$D_{10\%}$对应距离为325m；硫化氢最大落地浓度为51.168μg/m³，占标率为511.68%，$D_{10\%}$对应距离为1550m。

由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

综上，本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.4 大气污染物排放量核算

本项目大气污染物排放量核算情况见表5.5-11。

**表5.5-11　　本项目大气污染物排放量核算表**

| 序号 | 产污环节 | 污染物 | 主要污染防治措施 | 国家或地方污染物排放标准 | | 年排放量（t/a） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 标准名称 | 浓度限值（mg/m³） | |
| 1 | 无组织废气 | 非甲烷总烃 | 采出液密闭集输 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020） | 4.0 | 0.092 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 中边界污染物控制要求 | | |
| 2 | | 硫化氢 | | 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建厂界二级标准值 | 0.06 | 0.0015 |

### 5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

### 5.5.4 大气环境影响评价结论

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

### 5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表5.5-12。

**表5.5-12　　大气环境影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 评价等级与范围 | 评价等级 | 一级 □ | 二级 ☑ | 三级 □ | |
| | 评价范围 | 边长=50km □ | 边长5~50km □ | 边长=5km ☑ | |
| 评价因子 | $SO_2$+$NO_x$排放量 | ≥2000t/a □ | 500~2000t/a □ | <500t/a ☑ | |
| | 评价因子 | 基本污染物（$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$、$PM_{2.5}$、$PM_{10}$）<br>其他污染物（NMHC、硫化氢） | | 包括二次$PM_{2.5}$ □<br>不含二次$PM_{2.5}$ ☑ | |
| 评价标准 | 评价标准 | 国家标准 □ | 地方标准 □ | 附录D ☑ | 其他标准 ☑ |
| 现状评价 | 环境功能区 | 一类区 □ | 二类区 ☑ | 一类区和二类区 □ | |
| | 评价基准年 | （2024）年 | | | |
| | 环境空气质量现状调查数据来源 | 长期例行监测数据 □ | 主管部门发布的数据 ☑ | 现状补充监测 ☑ | |
| | 现状评价 | 达标区 □ | | 不达标区 ☑ | |
| 污染源调查 | 调查内容 | 本项目正常排放源 ☑ | 拟替代的污染源 □ | 其他在建、拟建项目污染源 □ | 区域污染源 □ |

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="2">本项目非正常排放源 ☑<br>现有污染源 ☐</td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD ☐</td><td>ADMS ☐</td><td>AUSTAL 2000 ☐</td><td>EDMS/AEDT ☐</td><td>CALPUFF ☐</td><td>网格模型 ☐</td><td colspan="2">其他 ☐</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥50km ☐</td><td colspan="3">边长 5~50km ☐</td><td colspan="2">边长=5km ☐</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子（ ）</td><td colspan="2">包括二次 $PM_{2.5}$ ☐<br>不包括二次 $PM_{2.5}$ ☐</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">C 本项目最大占标率≤100% ☐</td><td colspan="2">C 本项目最大占标率＞100% ☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td colspan="2">一类区</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率≤10% ☐</td><td colspan="2">C 本项目最大标率＞10% ☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">二类区</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率≤30% ☐</td><td colspan="2">C 本项目最大标率＞30% ☐</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长/h</td><td colspan="3">C 本项目占标率≤100% ☐</td><td colspan="2">C 非正常占标率＞100% ☐</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">C 叠加达标 ☐</td><td colspan="4">C 叠加不达标 ☐</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="4">k≤-20% ☐</td><td colspan="4">k＞-20% ☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="2">监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）</td><td colspan="3">有组织废气监测 ☐<br>无组织废气监测 ☑</td><td colspan="2">无监测 ☐</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="2">监测因子（ ）</td><td colspan="3">监测点位数（ ）</td><td colspan="2">无监测 ☐</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="8">可以接受☑ 不可以接受 ☐</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="8">距厂界最远（ ）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="2">$SO_2$：（ ）t/a</td><td colspan="2">$NO_x$：（ ）t/a</td><td colspan="2">颗粒物：（ ）t/a</td><td colspan="2">无组织：非甲烷总烃：（0.736）t/a；<br>硫化氢：（0.0013）t/a</td></tr>
</table>

## 5.6 声环境影响分析与评价

### 5.6.1 施工期声环境影响分析

#### 5.6.1.1 钻井噪声影响分析

（1）钻井施工噪声影响分析

①施工噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约10dB(A）左右。参照《环境噪声与振动

控制工程技术导则》(HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

**表 5.6-1　　施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）**

| 序号 | 声源名称 | 型号 | 空间相对位置/m | | | 声压级/距离[dB(A)/m] | 声源控制措施 | 运行时段 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | X | Y | Z | | | |
| 1 | 钻机 | ZJ80 | 53 | 50 | 10 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 2 | 泥浆泵 | -- | 57 | 80 | 1.5 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 3 | 泥浆泵 | -- | 60 | 80 | 1.5 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 4 | 振动筛 | -- | 74 | 85 | 1.5 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 5 | 振动筛 | -- | 78 | 85 | 1.5 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 6 | 绞车 | JC70LDB | 43 | 64 | 1.5 | 70/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 7 | 离心机 | -- | 90 | 75 | 1.5 | 75/5 | 基础减振 | 昼夜 |

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.6.2.1 预测模式”，本项目各钻井井场规格、产噪设备、面积及平面布置基本相同，本次选取以富源 212-H2 井场为代表井场进行预测，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

**表 5.6-2　施工期钻井噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)**

| 序号 | 井场 | | 噪声贡献值/dB(A) | | 噪声标准/dB(A) | | 超标和达标情况 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 |
| 1 | 井场 | 东场界 | 68 | 68 | 70 | 55 | 达标 | 超标 |
| 2 | 井场 | 南场界 | 65 | 65 | 70 | 55 | 达标 | 超标 |
| 3 | | 西场界 | 62 | 62 | 70 | 55 | 达标 | 超标 |
| 4 | | 北场界 | 64 | 64 | 70 | 55 | 达标 | 超标 |

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62～68dB(A)，昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，本项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境

影响将逐渐消失。

（2）储层改造噪声影响分析

①储层改造噪声源强

压裂、测试放喷主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.6-3。

**表5.6-3　施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）**

| 序号 | 声源名称 | 型号 | 空间相对位置/m | | | 声压级/距离〔dB（A）/m〕 | 声源控制措施 | 运行时段 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | X | Y | Z | | | |
| 1 | 压裂车 | -- | 70～80 | 60～65 | 1.5 | 80/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 2 | 加压泵 | -- | 50～65 | 70～75 | 1.5 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 3 | 测试放喷 | -- | 100 | 60 | 2 | 90/5 | -- | 昼夜 |

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表5.6-4。

**表5.6-4　施工期储层改造噪声预测结果一览表　单位：dB（A）**

| 序号 | 井场 | | 噪声贡献值/dB（A） | | 噪声标准/dB（A） | | 超标和达标情况 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 |
| 1 | 井场 | 东场界 | 80 | 80 | 70 | 55 | 超标 | 超标 |
| 2 | | 南场界 | 65 | 65 | 70 | 55 | 达标 | 超标 |
| 3 | | 西场界 | 61 | 61 | 70 | 55 | 达标 | 超标 |
| 4 | | 北场界 | 66 | 66 | 70 | 55 | 达标 | 超标 |

③影响分析

根据表5.6-4可知，由预测结果可以看出，压裂、测试放喷对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为61～80dB（A），不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，通过距离衰减，储层改造对周边影响较小，同时一般压裂作业、测试放喷周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.6.1.2 管线施工噪声影响分析

（1）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.6-5。

**表5.6-5　　施工期噪声源参数一览表（室外声源）**

| 序号 | 声源名称 | 型号 | 空间相对位置/m | | | 声压级/距离[dB(A)/m] | 声源控制措施 | 运行时段 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | X | Y | Z | | | |
| 1 | 挖掘机 | -- | - | - | 1.5 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 2 | 推土机 | -- | - | - | 1.5 | 88/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 3 | 运输车辆 | -- | - | - | 1.5 | 90/5 | 基础减振 | 昼夜 |
| 4 | 吊装机 | -- | - | - | 1.5 | 84/5 | 基础减振 | 昼夜 |

（2）施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r=L_{ro}-20\lg(r/r_o)$$

式中：$L_r$——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

$L_{ro}$——距声源 $r_o$ 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

$r_o$——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-6。

**表 5.6-6　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值**

| 序号 | 机　械 | 不同距离处的噪声贡献值[dB(A)] | | | | | | | 施工阶段 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 40m | 60m | 100m | 200m | 300m | 400m | 500m | |
| 1 | 推土机 | 70.0 | 66.4 | 62.0 | 56.0 | 52.5 | 50.0 | 48.0 | 土石方 |
| 2 | 挖掘机 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | |
| 3 | 运输车辆 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | 物料运输 |
| 4 | 吊装机 | 66.0 | 62.4 | 58.0 | 52.0 | 48.5 | 46.0 | 44.0 | 安装 |

（3）影响分析

根据表 5.6-6 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期间通过采取设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

### 5.6.2 运营期声环境影响评价

本项目各新建采油井场规格及产噪设备一致，本次选取代表井场进行预测，分析说明井场产噪设备对四周场界声环境的影响。

#### 5.6.2.1 预测模式

（1）应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

$$L_p(r) = Lw + D_c -（A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}）$$

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_w$—由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

$D_c$—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级$L_w$的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

$A_{div}$—几何发散引起的衰减，dB；

$A_{atm}$—大气吸收引起的衰减，dB；

$A_{gr}$—地面效应引起的衰减，dB；

$A_{bar}$—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

$A_{misc}$—其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置$r_0$处的声压级，dB；

$D_c$—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级$L_w$的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

$A_{div}$—几何发散引起的衰减，dB；

$A_{atm}$—大气吸收引起的衰减，dB；

$A_{gr}$—地面效应引起的衰减，dB；

$A_{bar}$—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

$A_{misc}$—其他多方面效应引起的衰减，dB。

（2）预测点的A声级$L_A$（$r$）可按下式计算：

$$L_{\mathrm{A}}(\mathrm{r}) = 10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8} 10^{0.1[L_{pi}(\mathrm{r})-\triangle L_i]}\right\}$$

式中：$L_{\mathrm{A}}(r)$—距声源$r$处的A声级，dB（A）；

$L_{pi}(r)$—预测点（$r$）处，第$i$倍频带声压级，dB；

$\triangle L_i$—第$i$倍频带的A计权网络修正值，dB；

（3）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中：$L_{\mathrm{A}}(r)$—距声源$r$处的A声级，dB（A）；

$L_A(r_0)$—参考位置 $r_0$ 处的 A 声级，dB（A）；

$A_{div}$—几何发散引起的衰减，dB；

（4）工业企业噪声计算

设第 $i$ 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ai}$，在 $T$ 时间内该声源工作时间为 $t_i$；第 $j$ 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aj}$，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_j$，则本项目声源对预测点产生的贡献值（$L_{eqg}$）为：

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

式中：$L_{eqg}$—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

$T$—用于计算等效声级的时间，s；

$N$—室外声源个数；

$t_i$—在 T 时间内 $i$ 声源工作时间，s；

$M$—等效室外声源个数；

$t_j$—在 T 时间内 $j$ 声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：$L_{eq}$—预测点的噪声预测值，dB；

$L_{eqg}$—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

$L_{eqb}$—预测点的背景噪声值，dB。

（5）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本项目产噪设备主要为采油树、移动制氮+注氮撬等。

**表 5.6-7　　本项目噪声源强调查清单（室外声源）**

| 序号 | 声源名称 | | 型号 | 空间相对位置/m | | | 声源源强[dB(A)] | 声源控制措施 | 运行时段 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | X | Y | Z | | | |
| 1 | 采油井场 | 采油树 | -- | 10 | 15 | 1 | 85 | 基础减振 | 昼夜 |
| 2 | 注气井场 | 移动制氮+注氮橇 | -- | 15 | 25 | 1 | 90 | 基础减振 | 昼夜 |
| 3 | 集输管线 | 机泵 | -- | 15 | 25 | 1 | 90 | 基础减振 | 昼夜 |

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目新建采油井场噪声源对四周场界的贡献声级值见表5.6-8。

表5.6-8 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

| 评价点 | 厂界 | 贡献值 | 标准值 | | 结论 |
|---|---|---|---|---|---|
| 采油井场 | 东场界 | 45.3 | 60 | 50 | 达标 |
| | 南场界 | 43.4 | | | |
| | 西场界 | 44.6 | | | |
| | 北场界 | 45.8 | | | |
| 注气井场 | 东场界 | 43.1 | 60 | 50 | 达标 |
| | 南场界 | 41.2 | | | |
| | 西场界 | 42.1 | | | |
| | 北场界 | 40.4 | | | |
| 计量站 | 东场界 | 40.3 | 60 | 50 | 达标 |
| | 南场界 | 37.4 | | | |
| | 西场界 | 40.3 | | | |
| | 北场界 | 37.4 | | | |

由表5.6-8可知项目实施后，采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为43.4～45.8dB(A)，注气井场主要产噪声源对场界的昼间和夜间噪声贡献值为40.4～43.1dB(A)，计量站主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为37.4～40.3dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准要求。

### 5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声，本项目周边无声环境保护目标，设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

### 5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施

可减少噪声对周边环境的影响，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期采油井场、注气井场噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。退役期设备拆除等过程中噪声源均为暂时性的，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，本项目实施后从声环境影响角度，项目可行。

### 5.6.5 声环境影响评价自查表

表5.6-9　　声环境影响评价自查表

| 工作内容 | | 自查项目 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 评价等级与范围 | 评价等级 | 一级□二级☑三级□ | | | | | |
| | 评价范围 | 200m☑大于200m□小于200m□ | | | | | |
| 评价因子 | 评价因子 | 等效连续A声级☑最大A声级□<br>计权等效连续感觉噪声级□ | | | | | |
| 评价标准 | 评价标准 | 国家标准☑地方标准□国外标准□ | | | | | |
| 现状评价 | 环境功能区 | 0类区□ | 1类区□ | 2类区☑ | 3类区□ | 4a类区□ | 4b类区□ |
| | 评价年度 | 初期□ | 近期☑ | 中期□ | 远期□ | | |
| | 现状调查方法 | 现场实测法□现场实测加模型计算法□收集资料☑ | | | | | |
| | 现状评价 | 达标百分比 | 100 | | | | |
| 噪声源调查 | 噪声源调查方法 | 现场实测☑已有资料☑研究成果□ | | | | | |
| 声环境影响预测与评价 | 预测模型 | 导则推荐模型☑其他□ | | | | | |
| | 预测范围 | 200m☑大于200m□小于200m□ | | | | | |
| | 预测因子 | 等效连续A声级☑最大A声级□<br>计权等效连续感觉噪声级□ | | | | | |
| | 厂界噪声贡献值 | 达标☑不达标□ | | | | | |
| | 声环境保护目标处噪声值 | 达标□不达标□ | | | | | |
| 环境监测计划 | 排放监测 | 厂界监测□固定位置监测□自动监测□手动监测□<br>无监测☑ | | | | | |
| | 声环境保护目标处噪声监测 | 监测因子：（） | | 监测点位数（） | | 无监测☑ | |
| 评价结论 | 环境影响 | 可行☑不可行□ | | | | | |
| 注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。 | | | | | | | |

## 5.7 固体废物影响分析

### 5.7.1 施工期固体废物影响

（1）土石方

本项目共开挖土方6.398万$m^3$，回填土方6.474万$m^3$，借方0.076万$m^3$，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。

（2）钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

（3）钻井岩屑

据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井期间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，分离后的液相回用于钻井液配置，分离后的磺化泥浆岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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2第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

（4）危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，采用钢制铁桶收集后暂存于危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物约为0.3t/口，本项目部署钻井4口，钻井期间产生的含油废物（属HW08类危险废物）量约为1.2t，收集后由钻井队委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料（属HW08类危险废物），类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，本项目部署钻井4口，钻井期间产生的废防渗材料量约为0.8t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋（属HW49类危险废物），及时回收废烧碱包装袋暂存于危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间

产生的废烧碱包装袋约为0.1t/口，本项目部署钻井4口，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为0.4t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）生活垃圾

施工期生活垃圾现场集中收集至垃圾箱，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

### 5.7.2 运营期固体废物影响

#### 5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《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），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油收集后委托有资质单位接收处置；废防渗材料由施工单位交由有危废处置资质单位接收处置。

本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.7-1。

**表5.7-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

| 序号 | 危险废物名称 | 固废类别 | 废物代码 | 产生量（t/a） | 产生工序 | 产废周期 | 危险特性 | 污染物防治措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 落地油 | HW08废矿物油与含矿物油废物 | 071-001-08 | 0.3 | 井下作业、油气开采和集输与处理环节 | 间歇 | T.I | 交由有危废处置资质的单位处置 |
| 2 | 废防渗材料 | | 900-249-08 | 3 | 场地清理环节 | 间歇 | T.I | |
| 3 | 废润滑油 | | 900-217-08 | 0.9 | 井下作业、油气开采和集输与处理环节 | 间歇 | T.I | |
| 4 | 废分子筛 | 一般工业固体废物 | 900-009-S59 | 0.8 | 注气环节 | 间歇 | / | 厂家回收更换 |

#### 5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危废收集、贮存过程影响分析

本项目产生的危险废物按照《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）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器

和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，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。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的暂存场所应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相应要求，收集危险废物的容器和包装物应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的污染控制要求：

①容器和包装物材质、内衬应与盛装的危险废物相容。

②针对不同类别、形态、物理化学性质的危险废物，其容器和包装物应满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求。

③硬质容器和包装物及其支护结构堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏。

④柔性容器和包装物堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏。

⑤使用容器盛装液态、半固态危险废物时，容器内部应留有适当的空间，以适应因温度变化等可能引发的收缩和膨胀，防止其导致容器渗漏或永久变形。

⑥容器和包装物外表面应保持清洁。

收集危险废物的容器应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

1）危险废物标签应以醒目的字样标注“危险废物”。

2）危险废物标签应包含废物名称、废物类别、废物代码、废物形态、危险特性、主要成分、有害成分、注意事项、产生/收集单位名称、联系人、联系方式、产生日期、废物重量和备注。

3）危险废物标签宜设置危险废物数字识别码和二维码。

4）危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。具体见图5.7-1。

5）材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

6）装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间；

贮存危险废物场所还应包含三角形警告性图形标志和文字性辅助标志，其中三角形警告性图形标志应符合GB 15562.2 中的要求，具体见图5.7-2。

图5.7-1　　危险废物标签样式示意图

图5.7-2　　危险废物贮存设施标志示意图

（2）危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《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）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《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）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中相关要求。

危废外运时，公司应当向生态环境局提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接收单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输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。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因

特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动完成后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《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）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

综上，本项目固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

### 5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

### 5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

## 5.8 环境风险评价

### 5.8.1 风险调查

（1）风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内。

（2）环境敏感目标调查

本项目周边不涉及环境敏感目标。

### 5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节2.5.7环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目Q＜1，判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

### 5.8.3 环境风险识别

#### 5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表5.8-1。

（1）原油

**表5.8-1 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表**

| | | |
|---|---|---|
| 化学品名称 | 化学品中文名称 | 原油 |
| | 化学品英文名称 | *Grudl oil* |
| 组成/组分信息 | 烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占83%～87%和11%～14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。 | |
| 危险特性 | 危险性类别：第3.2类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。 | |
| 急救措施 | 皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。<br>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。<br>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。<br>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。 | |
| 消防措施 | 危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。<br>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。<br>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。 | |

<table>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。<br>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。<br>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。<br>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。<br>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。<br>手防护：戴一般作业防护手套。<br>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）<br>0.7365-1.0724 g/cm$^3$</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%～8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。<br>禁配物：氧化剂。<br>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</td></tr>
</table>

| | |
|---|---|
| | 聚合危害：不聚合。<br>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。 |
| 毒理学资料 | 有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。<br>LD50：>4300mg/kg（大鼠经口）<br>LC50：无资料 |
| 生态学资料 | 生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。<br>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。<br>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。<br>生物富集或生物积累性：/。<br>其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。 |
| 废弃处置 | 性质：危险废物。<br>处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。<br>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。 |
| 运输信息 | 运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。 |
| 法规信息 | 《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015版）》（自2015年5月1日起施行）。 |
| 其他信息 | 表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015版）》和《危险化学品安全技术全书》。 |

（2）天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲B类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5%～15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表5.8-2。

**表5.8-2　甲烷的危险性和危害特性**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 毒性及健康危害 | 接触限值 | 中国MAC | 未制定标准 | |
| | | 前苏联MAC | 300mg/m$^3$ | |
| | 侵入途径 | 吸入 | | |
| | 健康危害 | 当空气中甲烷浓度达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等<br>当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等 | | |
| 燃烧爆炸危险性 | 燃烧性 | 易燃 | 建筑火险等级 | 甲 |
| | 闪点（℃） | -188 | 爆炸下限（V%） | 5 |
| | 自燃温度（℃） | 538 | 爆炸上限（V%） | 15 |
| | 危险特性 | 甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸<br>甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险<br>甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应 | | |

B.$H_2S$

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表5.8-3。

**表5.8-3　硫化氢对人的生理影响及危害**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **标识** | 中文名称：硫化氢 | | 英文名称：*Hydrogen sulfide* | |
| | 危险性类别 | | 易燃、有毒气体 | |
| **物化特性** | 沸点（℃） | -61.8 | 比重（水=1） | |
| | 饱和蒸汽压（kPa） | 无资料 | 熔点（℃） | -82.9 |

<table>
<tr><td rowspan="2"></td><td>蒸气密度（空气=1）</td><td colspan="2">无资料</td><td>溶解性</td><td colspan="3">易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中</td></tr>
<tr><td>外观与气味</td><td colspan="6">无色气体。具有臭蛋气味</td></tr>
<tr><td rowspan="4">火灾爆炸危险数据</td><td>闪点（℃）</td><td></td><td>爆炸极限</td><td colspan="4">爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0</td></tr>
<tr><td>灭火剂</td><td colspan="6">抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水</td></tr>
<tr><td>灭火方法</td><td colspan="6">尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="6">易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">反应活性数据</td><td rowspan="2">稳定性</td><td>不稳定</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>稳定</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">聚合危险性</td><td>可能存在</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>不存在</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>禁忌物</td><td>强氧化剂</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物</td><td colspan="3">无资料</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害数据</td><td>侵入途径</td><td>吸入</td><td>√</td><td>皮肤</td><td>√</td><td>口</td><td>√</td></tr>
<tr><td>急性毒性</td><td>10</td><td>无资料</td><td>LC50</td><td>大鼠吸入</td><td colspan="2">16000mg/m$^3$，4 小时</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="7">吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。<br>食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。<br>眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。<br>皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</td></tr>
<tr><td>急性中毒</td><td colspan="7">职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。<br>中毒后的临床表现<br>硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。<br>硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入 70～150mg/m3/1～2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2～5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m3/1 小时，6～8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m3/15～60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m3 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。<br>急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>泄漏紧急处理</td><td colspan="4">撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。<br>禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。<br>防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。<br>小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。<br>大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">/</td><td>工程控制</td><td colspan="3">生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</td></tr>
<tr><td>呼吸系统防护</td><td>空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）</td><td>身体防护</td><td>穿防静电工作服</td></tr>
<tr><td>手防护</td><td>戴橡胶耐油手套</td><td>眼防护</td><td>戴安全防护眼镜</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="3">工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</td></tr>
</table>

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

5.8.3.2 生产系统危险性识别

（1）井场

①井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。克深区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏

在井下作业过程，工作液在压差的作用下，流入地层，可能引起污染地下水事故。

（2）集输管线

本项目正常生产过程中，油气密闭集输，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

### 5.8.4 环境风险事故情形分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。风险事故情形设定内容应包括环境风险类型、风险源、危险单元、危险物质和影响途径等。

本项目环境风险来自主要危险源的事故性泄漏，根据风险源识别结果，本次评价确定项目最大可信事故及类型为：采油管线泄漏释放出的原油、天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，原油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

### 5.8.5 环境风险分析

#### 5.8.5.1 大气环境风险事故分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，哈得采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，地处开阔有利于$H_2S$稀释，对周围环境及人员影响较小。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.4 井喷事故风险分析

（1）井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径300m，一般需要1～2天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

（3）井喷对地下水环境风险评价

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，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，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，项目所在区域地下水埋深大于1m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

### 5.8.6 环境风险管理

#### 5.8.6.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井QHSE管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

①严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部24h值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

②钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀；

③认真搞好随钻地层压力的监测工作，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

④严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

⑤钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

⑥发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

⑦设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；

⑧使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

#### 5.8.6.2 井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

5.8.6.3 井场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：撬装装置平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑设计防火规范》（GB50039-2010）中的有关规定，平面布置力求紧凑，建、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点数控制到最少，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

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

（3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

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

（5）井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，严禁破坏基本农田，并加强防火措施，防止火灾发生。

（6）事故时所有排放气体均密闭放空至焚烧池燃烧后排放，不允许就地排入大气。

（7）建设单位应在施工期严把质量关，严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设；运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动，编制企业环境风险应急预案并建立相关配套环保制度，定期检查防渗层及罐体、管道的破损情况，定期开展地下水环境监测，将地下水污染事故的发生概率降至最低。

5.8.6.4 管线事故风险预防措施

①施工阶段的事故防范措施

a.加强对管材和设备质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

b.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。

c.在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。

②运行阶段的事故防范措施

a.加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

b.按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

c.定期检查设备和管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生；定期检查设备状况，防止因腐蚀等原因造成设备开裂、穿孔。

d.井场设置现场检测仪表，并由哈一联合站已建SCADA系统实现井场的生产运行管理和控制，设备一旦发生泄漏，立即切断泄漏源阀门，对泄漏区土壤设置围堰，将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。

e.定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

f.根据设备及管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

g.建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.6.5 $H_2S$ 气体泄漏风险防范措施

①硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

a.作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为15mg/m$^3$〔或10ppm），第2级报警阈值应设置为30mg/m$^3$（或20ppm），进入作业区域应注意是否有报警信号。

b.作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

c.当监测到空气中硫化氢的浓度达到15mg/m³（或10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，实施应急程序。

d.当监测到空气中硫化氢的浓度达到30mg/m³（或20ppm）时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

e.当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³（或100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

②预防措施

a.在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受$H_2S$危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

b.为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

c.应特别注意低洼的工作区域，由于较重的硫化氢在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

d.当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

③泄漏事故风险防范措施

a.操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便地取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

b.严格执行“禁止吸烟”的规定。

c.站内配备满足要求的正压式空气呼吸器、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒。

5.8.6.6 危险废物运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.8.6.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.8.6.8 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。哈得采油气管理区编制完成《中

国石油天然气股份有限公司塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号652924-2025-004-L）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.9 环境风险应急处置措施

（1）井场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关闭放空阀门。

（3）火灾应急处置措施

1）立即阻断火源，并组织灭火；

2）确定警戒范围，撤离无关人员。

3）火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

4）灭火完毕后，立即清理火灾现场。

（4）危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班1～2次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

1）消除火源；

2）根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

3）应急处理人员戴好防护口罩；

4）作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

### 5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、$H_2S$，主要存在于新建集输管线中。

可能发生的环境风险主要包括管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；钻井作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，油类物质渗流至地下水。

本项目应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，负责实施的哈得采油气管理区应结合本项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。本项目环境风险简单分析内容见表5.8-4。

**表5.8-4　环境风险简单分析内容表**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 建设项目名称 | 塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整 | | | |
| 建设地点 | 新疆维吾尔自治区沙雅县 | | | |
| 地理坐标 | 经度 | | 纬度 | |
| 主要危险物质及分布 | 原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内 | | | |
| 环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等） | 根据工程分析，本项目油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等 | | | |
| 风险防范措施要求 | ①制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；<br>②落实井场、管线、危险废物运输风险防范措施、<br>③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；<br>④完善环境风险应急预案，定期演练。<br>详见5.8.6节 | | | |
| 结论：根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内。可能发生的环境风险主要包括可能发生的环境风险主要包括管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；钻井作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效， | | | | |

导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，油类物质渗流至地下水。本项目应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，本项目实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

# 6.环境保护措施可行性论证

## 6.1 生态保护措施可行性论证

### 6.1.1 施工期生态保护措施

#### 6.1.1.1 井场

（1）井场区域主要占地类型为沙地，施工过程中须严格控制井场占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

（2）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（3）尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

（4）施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见6.1-2。

（5）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

**图6.1-2　　施工期生态保护措施示意图**

**图6.1-2（1）　井场砾石压盖措施典型设计图**

#### 6.1.1.2 管线

（1）项目设计时优先采取避让措施，尽量减少对天然荒漠植被的占用和扰动。

（2）施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

（3）工程施工临时占用应向相关部门办理占地相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

（4）确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，尽量恢复，优化原有的自然环境。

（5）采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

（6）管线单元主要占地类型主要为沙地，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（7）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶1.5m。

（8）一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在8m范围内。

（9）施工结束后，应恢复地貌原状。管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。

（10）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

（11）在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施。

6.1.1.3 对野生动植物的生态保护措施

（1）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破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现重要物种（南疆沙蜥）活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响。

（3）强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

6.1.1.4 水土流失防治措施

（1）井场工程区

①砾石压盖：新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

（2）管道工程区

①场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性。

②防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

③限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

**图 6.1-2　　限行彩条旗典型措施设计图**

6.1.1.5 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）文件，在沙化土地范围内从事

根据《新疆维吾尔自治区实施(中华人民共和国防沙治沙法》办法》（2025 年 1 月 1 日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（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

A.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：根据巴什托油气田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。

④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

制定方案的目标：

①非沙化土地：防止生态逆转，恢复地表覆盖。

②戈壁：维持砾幕完整性，防止下伏沙活化。

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，提出防沙治沙治理措施及实施计划，具体见下表：

**表** 6.1-1　**防沙治沙分阶段治理措施及实施计划**

| 阶段 | 措施类型 | 具体措施 | 实施内容 |
|---|---|---|---|
| 第一阶段(施工结束1~2年) | 工程措施 | 布设重点区域沙障 | 井场周边两侧布设1m×1m草方格，关键风口设阻沙栅栏。具体长度和面积与水土保持方案保持一致。 |
| | 植被措施 | 种植适生灌木 | 具体种类和数量与水土保持方案保持一致。 |
| | 监测措施 | 建设基础监测网络 | 设置监测点，采集沙丘移动、植被成活、风蚀强度数据等。具体设置数量和位置与水土保持方案保持一致。 |
| 第二阶段(施工 | 工程措施 | 完善沙障系统 | 维护现有沙障，流沙区增设沙障。 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 结束3~5年) | 植被措施 | 提升植被恢复 | 补植成活不足区域，沙障保护区内试种草本植物。 |
| 第三阶段(施工结束5~10年) | 工程措施 | 巩固防护体系 | 更新老化沙障，关键设施试用新型复合材料沙障。 |
| | 植被措施 | 培育群落稳定性 | 促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。 |
| | 管护措施 | 建立长效机制 | 制定维护规程，培训1~2名专职管护人员。 |
| 实施保障 | 按"先核心后外围"原则推进；每年根据监测结果优化方案；利用油田现有管护力量和设备；与当地治沙站协作 | | |

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

### 6.1.2 运营期生态保护措施

1、监督和管理措施

①针对本项目的建设，哈得采油气管理区QHSE管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

2、运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩散蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

3、生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，油田污染（含油污水、落地油等）100%安全处置，土壤、地下水指标达标，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏污染；油田区生态功能基本稳定，防风固沙功能稳定，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到100%，建立生态安全应急系统。

### 6.1.3 退役期生态环境保护措施

单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》(HJ651-2013)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一

种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

## 6.2 地下水环境保护措施可行性论证

### 6.2.1 施工期地下水环境保护措施

（1）合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、放喷池，所有的污染物按规定入池，不得随意流失。

（2）钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用。

（3）使用清洁无害化泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，杜绝泥浆排出井场。

（4）物料及废物不乱堆乱放，严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品。擦洗设备和更换的废油品要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

（5）在钻进高压油气层前，配备齐全防井喷设施，加强现场防喷技术措施，制定应急预案，防止井喷污染。

（6）表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求，彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

（7）完井后回收各种原料，泥浆药品、重晶石粉等泥浆材料及废油品必须全部回收，不得随意遗弃在井场。

（8）分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》

（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表6.2-2。

**表6.2-2　　分区防渗要求一览表**

| 井场 | 项目 | | 防渗要求 |
|---|---|---|---|
| 钻前工程 | 重点防渗区 | 钻台 | 防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕 |
| | | 放喷池 | |
| | | 危废暂存间 | |
| | | 泥浆罐区 | |
| | | 应急池 | |
| | | 泥浆随钻不落地系统 | |
| | | 柴油罐区 | |
| | 一般防渗区 | 泥浆泵区 | 防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层的防渗性能 |
| | | 危险化学品间 | |
| | | 岩屑池 | |
| 储层改造工程 | 重点防渗区 | 井口装置区 | 防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕 |
| | | 放喷池 | |
| | | 储罐区 | |
| | | 酸压设备区 | |

### 6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层，不外排。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

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

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表6.2-3）、天然包气带防污性能分级参照表（表6.2-4）、地下水污染防渗分区参照表（表6.2-5），提出防渗技术要求。

**表6.2-3　　污染控制难易程度分级参照表**

| 污染控制难易程度 | 主要特征 |
|---|---|
| 难 | 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理 |
| 易 | 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理 |

**表6.2-4　　天然包气带防污性能分级参照表**

| 分级 | 包气带岩土的防污性能 |
|---|---|
| 强 | 岩（土）层单层厚度Mb≧1.0m，渗透系数K≦$1\times10^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定 |
| 中 | 岩（土）层单层厚度0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数K≦$1\times10^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定；<br>岩（土）层单层厚度Mb≧1.0m，渗透系数$1\times10^{-6}$cm/s<K≦$1\times10^{-4}$cm/s，且分布连续、稳定； |
| 弱 | 岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件 |

**表6.2-5　　地下水污染防渗分区参照表**

| 防渗分区 | 天然包气带防污性能 | 污染控制难易程度 | 污染物类型 | 防渗技术要求 |
|---|---|---|---|---|
| 重点防渗区 | 弱 | 难 | 重金属、持久性有机污染物 | 等效粘土防渗层Mb≥6.0m，K≤$1\times10^{-7}$cm/s；或参照GB18598执行 |
| | 中-强 | 难 | | |
| | 弱 | 易 | | |
| 一般防渗区 | 弱 | 易-难 | 其他类型 | 等效粘土防渗层Mb≥1.5m，K≤$1\times10^{-7}$cm/s，或参照GB16889执行 |
| | 中-强 | 难 | | |
| | 中 | 易 | 重金属、持久性有机污染物 | |
| | 强 | 易 | | |
| 简单防渗区 | 中-强 | 易 | 其他类型 | 一般地面硬化 |

根据《环境影响评价技术导则－地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，运行过程中采出水中主要污染物为石油类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将项目区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

**表6.2-6　　项目污染防渗区划分**

| 类别 | 项目涉及区域 | 防渗要求 |
|---|---|---|
| 一般防渗区 | 井口区、井场工艺装置区、焚烧池 | 防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。 |
| 简单防渗区 | 井场其他区域 | 简单硬化 |

6.2.2.3 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

（2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境

影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《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）、《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），结合项目区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目监测点数量一般不少于3个，应至少在建设项目场地及其上、下游各布设1个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据本项目特点，本次设置地下水跟踪监测井3口（富源216H井区上游、侧游、下游各布设1口跟踪监测井）。根据区域水文地质条件，采油井场的监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-7；注气井场的监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-8。

**表6.2-7 地下水监测点布控一览表（富源区块已有井）**

| 井号 | 经纬度 | 区位 | 监测层位 | 功能 | 监测频率 | 主要监测项目 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 富源210-4# | | 上游 | 潜水层 | 地下水环境影响跟踪监测井 | 每年采样2次。发生事故时加大取样频率。 | 石油类、石油烃（$C_6$~$C_9$）、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。 |
| GL12水井 | | 周边 | | | | |
| 富源210-3# | | 下游 | | | | |

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环孔压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年2次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入哈得采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目运营期采取的地下水污染防治措施可行。

### 6.2.3 退役期地下水环境保护措施

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

## 6.3 地表水环境保护措施可行性论证

### 6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）酸化压裂废水

酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至满深联合站处理，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)标准要求后回注。

（3）管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

（4）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为288m³。生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

### 6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

（1）采出水

根据开发方案预测，本项目随着开采年限的增长采出水量逐渐增加，新增采出水最大量为7.9m³/d（0.25万m³/a），主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层。

（2）井下作业废水

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（环保部公告2021年第16号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

**表6.3-1　石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表**

| 污染物类别 | 原料名称 | 工艺名称 | 规模等级 | 污染物指标 | 单位 | 产污系数 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废水 | 洗井液（水） | 非低渗透油井洗井作业 | 所有规模 | 工业废水量 | 吨/井 | 76.0 |

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据上表计算井下作业废水产生量为76.0t/井次。本项目运营期新建采油井3口、利用老井（纯采油井）2口、利用老井（改

建注气井）7口，合计生产井按照12口计算，按井下作业每2年1次计算，则每年产生井下作业废水456t。井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

（1）采出水处理

本项目运营期新增采出水最大量为7.9$m^3$/d（0.25万$m^3$/a），采出水输送至满深联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。不外排。根据前述依托可行性分析，满深联合站采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水处理

本项目井下作业废水产生量456t/a，拉运至富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。富源7注水井西侧废液处理站废液处理系统运行正常，且富余能力能够满足本项目需求。因此本项目井下作业废水可依托富源7注水井西侧废液处理站进行处理。处理后的井下作业废液均不外排。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

### 6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

## 6.4 土壤环境保护措施可行性论证

### 6.4.1 施工期土壤环境保护措施

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

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

（3）施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

### 6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

### 6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

## 6.5 大气环境保护措施可行性论证

### 6.5.1 施工期大气环境保护措施

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《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）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（8）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（9）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

### 6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）巡检员工配备移动便携式可燃气体报警检测装置，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

（2）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（3）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；$H_2S$ 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。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。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按HJ733的规定执行。

②管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行VOCs泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每6个月检测一次，法兰至少每12个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、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。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于3年。

（5）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（6）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

### 6.5.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

## 6.6 声环境保护措施可行性论证

### 6.6.1 施工期声环境保护措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距村庄等敏感点较远处。

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（3）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（4）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

（5）运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标。

本项目施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

### 6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采油树、甲醇加注泵等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（1）对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（3）设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

### 6.6.3 退役期声环境保护措施

（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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

## 6.7 固体废物处理措施可行性论证

### 6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

（1）井场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、管沟回填，无弃方；

（2）施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；

（3）生活垃圾集中收集后定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

（4）危险废物集中收集后交由有危废处置资质的单位处置。

经类比克深区块同类项目，采取以上固体废物处理措施后，不会对周围环境产生明显影响，措施可行。

### 6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料，均属于危险废物。

落地油危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为071-001-08。主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，根据工程分析，本项目产生废弃防渗材料最大量约3t/a。废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，交由有危废处置资质的单位处置。

废润滑油产生于井场泵类定期维护保养，类比同类型井场，本项目废润滑油产生量约为0.9t/a，交由有危废处置资质的单位处置。

本项目注氮井场制氮+注氮橇为保持设备制氮效率会定期更换分子筛，类比同类型井场，本项目废分子筛产生量约为0.8t/a，定期由厂家更换回收。

本项目产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程 符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《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）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021年11月30日生态环境部、公安部、交通运输部令第23号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

### 6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

# 7.温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，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）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

## 7.1 温室气体排放分析

### 7.1.1 温室气体排放影响因素分析

#### 7.1.1.1 碳排放源分析

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 $CO_2$ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、$CH_4$ 逃逸排放、$CH_4$ 回收利用量、$CO_2$ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放。

（1）燃料燃烧 $CO_2$ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 $CO_2$ 排放。

本项目不涉及。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 $CO_2$ 排放外，还可能产生少量的 $CH_4$ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 $CO_2$ 和 $CH_4$ 排放。

本项目井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场放空火炬点燃，需核算该部分产生的 $CO_2$ 和 $CH_4$ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 $CH_4$ 或 $CO_2$ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 $CH_4$ 或 $CO_2$ 气体排放量。

（4）$CH_4$ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 $CH_4$ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）$CH_4$ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 $CH_4$ 从而免于排放到大气中的那部分 $CH_4$。$CH_4$ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用。

（6）$CO_2$ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 $CO_2$ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 $CO_2$。$CO_2$ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 $CO_2$ 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目不涉及，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

**表 7.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表**

| 序号 | 类别 | 产污环节 | 碳排放因子 | 排放形式 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 火炬燃烧排放 | 各井场测试放喷期间火炬燃烧 | $CO_2$ 和 $CH_4$ | 无组织 |
| 2 | $CH_4$ 逃逸排放 | 井场法兰、阀门等处逸散的废气 | $CH_4$ | 无组织 |
| 3 | 净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放量 | 电力隐含排放 | $CO_2$ | -- |

### 7.1.2 温室气体排放量核算

#### 7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表7.1-2所示。

**表7.1-2 核算边界及核算内容一览表**

| 序号 | 核算主体/核算边界 | 碳排放核算内容 |
|---|---|---|
| 1 | 塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整 | 包括油气勘探、油气开采及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括：<br>（1）火炬燃烧排放<br>（2）$CH_4$逃逸排放<br>（3）净购入电力和热力隐含的$CO_2$排放量 |

#### 7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、$CH_4$逃逸排放、净购入电力和热力隐含的$CO_2$排放量。具体核算过程如下：

（1）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算事故导致的火炬气燃烧（主要为井场、站场事故状态下的放空燃烧）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气$CH_4$含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑$CO_2$及$CH_4$排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG}$-火炬－火炬燃烧产生的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

$E_{CO2}$-正常火炬－正常工况下火炬系统产生的$CO_2$排放，单位为吨$CO_2$；

$E_{CO2}$-事故火炬-由于事故火炬产生的$CO_2$排放，单位为吨$CO_2$；

$E_{CH4_}$正常火炬－正常工况下火炬系统产生的$CH_4$排放，单位为吨$CH_4$；

$E_{CH4}$-事故火炬-事故火炬产生的$CH_4$排放，单位为吨$CH_4$；

$GWP_{CH4}$-$CH_4$相比$CO_2$的全球变暖潜势值。根据IPCC第二次评估报告，100年时间尺度内1吨$CH_4$相当于21吨$CO_2$的增温能力，因此$GWP_{CH4}$等于21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[ Q_{正常火炬} \times \left( CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[ Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

*i*—火炬系统序号；

*Q* 正常火炬—正常生产状态下第 *i* 号火炬系统的火炬气流量，单位为万$Nm^3$；

CC 非$CO_2$-火炬气中除$CO_2$外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万$Nm^3$；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$VCO_2$-火炬气中$CO_2$的体积浓度，取值范围为0～1；

$VCH_4$-为火炬气中$CH_4$的体积浓度；

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left( CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[ GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J—事故次数；

GF 事故，j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万$Nm^3$/小时；

T 事故，j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非$CO_2$）j—第 j 次事故火炬气中除$CO_2$外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万$Nm^3$；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V(CO_2)j$—第 j 次事故火炬气中$CO_2$的体积浓度；

$VCH_4$-事故火炬气中$CH_4$的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场超压过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

**表 7.1-3　　火炬燃烧排放活动相关参数一览表**

| 序号 | 场所 | 工况 | 火炬气流速（万 $Nm^3/h$） | 持续时间（h） | 火炬气中除 $CO_2$ 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 $Nm^3$） | 火炬燃烧的碳氧化率 | 火炬气中 $CO_2$ 的体积浓度 | 火炬气中 $CH_4$ 的体积浓度 | $E_{CO2}$（吨 $CO_2$） | $E_{CH4}$（吨 $CO_2$） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 单座井场 | 事故工况 | 0.38 | 0.5 | 0.77 | 0.98 | 0.61 | 96.4 | 2.81 | 2.63 |

根据表中参数，结合公式计算可知，本项目5座采油井场火炬燃烧排放温室气体总量为13.15t$CO_2$。

（2）$CH_4$逃逸排放

本项目运营期$CH_4$逃逸排放主要来自天然气开采过程中井口装置逃逸排放的$CH_4$。《中国石油和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）中“油气开采业务$CH_4$逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的$CH_4$逃逸排放，单位为吨$CH_4$；

$j$——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及的每种设施类型j的$CH_4$逃逸排放因子，单位为吨$CH_4$/（年·个）；

$Num_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$——天然气开采业务中涉及的每种设施类型j的$CH_4$逃逸排放因子，单位为吨$CH_4$/（年·个）。

本项目涉及逃逸的$CH_4$的装置有5座井口装置，集输管线3段，共集输原油$4.93\times10^4m^3/a$，集输天然气$0.30\times10^8m^3/a$。

开采逃逸的$CH_4$为：

$E_{CH4-开采逃逸}$

$=5\times2.5tCH_4+2\times0.85tCH_4+5\times0.23tCH_4+4.93\times10^4\div10^8\times753.29t=15.72tCH_4$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放5.09t，折算成$CO_2$排放量为$15.72\times28=440.16t$。

（3）净购入电力和热力隐含的$CO_2$排放

①计算公式

a.净购入电力的$CO_2$排放计算公式

$$E_{CO_2-净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

$ECO_2$-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电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF电力为电力供应的$CO_2$排放因子，单位为吨$CO_2$/MWh。

b.净购入热力的$CO_2$排放计算公式

$$E_{CO_2-净热}=AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

$ECO_2$-净热为报告主体净购入热力隐含的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

AD热力为企业净购入的热力消费量，单位为GJ；

EF热力为热力供应的$CO_2$排放因子，单位为吨$CO_2$/GJ。

②计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为9470MWh，电力排放因子根据《关于发布2022年电力二氧化碳排放因子的公告》（生态环境部公告2024年 第33号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为0.6231吨$CO_2$/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的$CO_2$排放量为5900.76t。

（4）碳排放核算结果汇总

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）》，化工企业的$CO_2$排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{S}\left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：

$E_{GHG}$-温室气体排放总量，单位为吨$CO_2$；

$E_{CO2}$-燃烧－核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

$E_{GHG}$-火炬－企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨$CO_2$当量；

$E_{GHG}$-工艺－企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨$CO_2$当量；

$E_{GHG}$-逃逸－企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨$CO_2$当量；

$S$-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4_}$回收－企业的$CH_4$回收利用量，单位为吨$CH_4$；

$GWP_{CH4}$-$CH_4$相比$CO_2$的全球变暖潜势值。取值21；

$R_{CO2}$-回收－企业的$CO_2$回收利用量，单位为吨$CO_2$。

$E_{CO2}$-净电-报告主体净购入电力隐含的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

$E_{CO2}$-净热为报告主体净购入热力隐含的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$。

按照上述$CO_2$排放总量计算公式，则本项目实施后$CO_2$排放总量见表7.1-4所示。

**表7.1-4　　CO2排放总量汇总一览表**

| 项目 | 源类别 | 排放量（吨$CO_2$） | 占比（%） |
|---|---|---|---|
| 本项目 | 燃料燃烧$CO_2$排放 | 0 | 0 |
| | 火炬燃烧排放 | 13.15 | 0.2 |
| | 工艺放空排放 | 0 | 0 |
| | $CH_4$逃逸排放 | 440.16 | 6.92 |
| | $CH_4$回收利用量 | 0 | 0 |
| | $C0_2$回收利用量 | 0 | 0 |
| | 净购入电力、热力隐含的$CO_2$排放 | 5900.76 | 92.88 |
| | 合计 | 6354.07 | 100 |

由上表7.1-4分析可知，本项目$CO_2$总排放量为6354.07t。

## 7.2 减污降碳措施

### 7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

### 7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

### 7.2.3 节能降耗技术

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的$CO_2$排放量。具体措施主要有：

（1）井场内新增设备综合考虑规划期内油气产量，合理配置，确保不同台阶流量下，泵仍在高效区工作。泵的选型满足国家对泵效的技术要求。

（2）井场内地上工艺管道采用保温设计，选用了导热系数小、吸水率低、强度高、不易燃无腐蚀的材料；

（3）选用密闭性能好，使用寿命长的阀门、计量设备，避免泄漏、降低能耗。

（4）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（5）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（6）选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（7）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

## 7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，$CO_2$总排放量为6354.07t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品$CO_2$排放强度相对较低。

# 8 环境影响经济损益分析

## 8.1 环境效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

### 8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

### 8.1.2 运营期环境效益

（1）废气

本项目井场采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油气泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

（3）固体废弃物

本项目产生的落地油、废防渗材料、废润滑油属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置，废分子筛由厂家回收。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

### 8.1.3 退役期环境效益

本项目退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，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液，管线两端使用盲板封堵。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

## 8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此本项目具有良好的社会效益。

## 8.3 综合效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本项目总投资为38023万元，其中环保投资476.2万元，占总投资1.25%。估算见表8.3-1。

表 8.3-1　　主要环保投资估算

| 类别 | 时段 | 污染源 | | 环保措施 | 治理效果 | 投资（万元） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 生态 | 施工期、退役期 | 临时占地、永久占地 | | 施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等 | 施工结束后场地平整 | 267.2 |
| 废水 | 施工期 | 钻井废水、酸化压裂废水、试压废水、生活污水 | | 钻井废水临时罐体收集，用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈一联合站处理，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)标准要求后回注；试压结束后用于洒水抑尘；生活污水依托富源联公寓生活污水处理装置处理，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中B级标准，用于区域荒漠灌溉。 | 不外排 | 20 |
| | 运营期 | 采出水、井下作业废液 | | 采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。 | 废水不外排 | 25 |
| 地下水、土壤 | 施工期 | 一般防渗区 | 井口区、井场工艺装置区、焚烧池 | 等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10$^{-7}$cm/s；或参照GB18598执行 | 渗透系数小于1.0×10$^{-7}$cm/s | 20 |
| | | 简单防渗区 | 井场其他区域 | 实施地面硬化 | 地面硬化 | |
| | | 管道防腐 | | 采油井场内新建管道做外壁涂层防腐、保温防护设计；集输管道做外壁防 | 防腐性能良好 | 20 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 腐，埋地保温管道做保温、防护设计。 | | |
| 废气 | 施工期、退役期 | 施工扬尘 | | 临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等） | / | 8 |
| | 运营期 | 无组织排放 | | 装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵 | NMHC ≤4.0mg/m$^3$<br>$H_2S$≤0.06mg/m$^3$ | 10 |
| 噪声 | 运营期 | 设备噪声 | 采油树 | 选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振 | 昼间 ≤65dB(A)<br>夜间 ≤55dB(A) | 6 |
| | | | 机泵 | | | |
| 固体废物 | 施工期、退役期 | 地面工程施工 | | 施工期固废清运、处置 | 妥善处理 | 5 |
| | 运营期 | 落地油、废防渗材料、废润滑油 | | 落地油回收率为100%，收集后交由有危废处置资质的单位处置。废防渗材料、废润滑油集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。 | 妥善处理 | 50 |
| 环境管理 | 运营期 | 环境管理 | | 环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测 | | 35 |
| | | | | 环保培训，演练 | | 10 |
| 环保投资合计 | | | | | | 476.2 |

## 8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

# 9.环境管理与监测计划

## 9.1 环境管理

### 9.1.1 环境管理机构与职责

本项目采油井场和集输管线部分的日常环境管理工作纳入哈得采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

### 9.1.2 施工期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

### 9.1.3 运营期的环境管理任务

哈得采油气管理区QHSE管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）运营期的QHSE管理体系纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区QHSE系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，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、法规。

（3）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发事故的应急计划。

（5）根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1250-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，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、利用、处置等有关资料。

（6）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，对全体员工组织开展环境保护培训。

（7）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（8）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

### 9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

（1）加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

（2）加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

（3）加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

（4）组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

### 9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据QHSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特

征，分别对施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表9.1-1。

**表9.1-1　　本项目环境管理和监督计划**

| 阶段 | 影响因素 | | 防治措施建议 | 实施机构 | 监督管理机构 |
|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 生态保护 | 土地占用 | 严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用 | 施工单位、环境监理单位及建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境主管部门 |
| | | 动物 | 加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等 | | |
| | | 植被 | 临时占地及时清理；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，严禁破坏占地范围外的植被 | | |
| | | 水土保持 | 主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等 | | |
| | | 防沙治沙 | 主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等 | | |
| | 污染防治 | 施工扬尘 | 避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量 | | |
| | | 废水 | 钻井废水临时罐体收集，在钻井期间综合利用；酸化压裂废水拉运至满深联合站处理；试压结束后用于洒水抑尘；生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理，达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，用于荒漠灌溉。 | | |
| | | 固体废物 | 施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；钻井结束后回收，钻井泥浆由罐车拉走用于下一口钻井使用；钻井期间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，分离后的液相回用于钻井液配置，分离后的磺化泥浆岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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2第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；机械检修时会产生少量含油废物，收集后由钻井队委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。 | | |
| | | 噪声 | 选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等 | | |
| 运营期 | 正常工况 | 废水 | 采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。 | 建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境主管部门 |
| | | 废气 | 密闭集输 | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 噪声 | 选用低噪声设备、基础减振设施 | | |
| | 事故风险 | | 事故预防及油气泄漏应急预案 | 建设单位 | 当地生态环境主管部门 |
| 退役期 | 污染防治 | 施工扬尘 | 施工现场洒水抑尘 | 施工单位及建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境主管部门 |
| | | 固体废物 | 废弃管线维持现状，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，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置 | | |
| | | 噪声 | 选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等 | | |
| | 生态恢复 | | 退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层 | | |

### 9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

### 9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第37号）、《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）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态

保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

### 9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第736号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），本项目采油井场和集输部分应纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时哈得采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

## 9.2 企业环境信息披露

### 9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①钻井工程：老井利用8口（富源210-H18C、富源212-H4、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源215-H1、富源216-H12、满深303），新钻井2口（富源212-H2、富源216-H5），加深井2口（富源212HJS2、富源216-H4JS）；②站场工程：新建标准化采油井场3座（富源212-H2、富源216-H5、富源216-H14），注气井场改造7座（富源210-H18C、富源216-H12、富源216-H4JS、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源212-H2），满深联合站制氮站新建1台10万方/天二段氮气压缩机，富源212增压站新建1台10万方/天二段氮气压缩

机；③集输工程：新建单井集油管道14km、注气管道23.6km；④配套工程：新建施工便道5.87km，新建35kV电力线路8km，10kV电力线路7km，配套供配电、自控、通信、土建、防腐等公用工程。

（2）排污信息

本项目污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本项目污染物排放量情况见表3.4-10。

本项目污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表9.4-1。

### 9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；哈得采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第24号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

## 9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表9.3-1。

**表9.3-1 污染物排放清单**

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 油气集输 | 无组织排放废气 | 非甲烷总烃 | 0.736 | 0.736 | 大气 |
| | | | $H_2S$ | 0.0013 | 0.0013 | |
| 废水 | 采出水 | | 废水量 | 2504 | 0 | 采出水随采出液一起进入满深联合站处理 |

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 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)标准要求后回注地层 |
| | 井下作业废水 | | 井下作业废水 | 456 | 0 | 井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层 |
| 固体废物 | 井下作业、油气开采和集输与处理环节 | 落地油 | - | 0.3 | 0 | 委托有资质单位处理 |
| | 场地清理环节 | 废防渗材料 | - | 3 | 0 | |
| | 井下作业、油气开采和集输与处理环节 | 废润滑油 | - | 0.9 | 0 | |
| | 注气环节 | 废分子筛 | - | 0.8 | 0 | 厂家回收 |
| 噪声 | 采油树、分离器、机泵 | 机械噪声 | - | 60~95dB(A) | 厂界达标 | 选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施 |

## 9.4 生态环境监测

### 9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

### 9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

### 9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610–2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表9.4-1。

**表9.4-1 运营期环境监测计划**

| 类型 | 监测地点 | 监测频率 | 监测项目 | 执行标准 |
|---|---|---|---|---|
| 大气 | 富源212-H2井场厂界 | 1次/年 | $H_2S$（无组织废气） | 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值 |
| 土壤 | 富源212-H2井场 | 1次/3年 | 石油类、石油烃（$C_6$~$C_9$）、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$）汞、砷、六价铬 | 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018） |
| | 富源212增压站周边 | 每5年1次 | | 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） |
| 地下水 | 项目区场地、上游、下游水井潜水含水层（详细点位见表3.1-7和表6.7-8） | 1次/半年。发生事故时加大取样频率 | 石油类、石油烃（$C_6$~$C_9$）、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$）、砷、六价铬等。 | 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的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 |
| 生态 | 临时占地恢复情况 | 1次/年 | 井场周边、管线沿线生态恢复情况 | - |

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（C6-C9）和石油烃（C10-C40）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（C6-C9）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（C6-C9）和石油烃（C10-C40）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（C6-C9）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C6-C9）和石油烃（C10-C40）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。建设单位应根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ 1209-2021），建设符合要求的地下水监测井。

## 9.5 环保设施“三同时”验收

### 9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

### 9.5.2 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）验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自2017年10月1日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见9.5-1。

**表9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）**

| 类别 | 序号 | 污染源 | 环保措施 | 治理效果 | 验收标准 |
|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | | | | | |
| 废气 | 1 | 施工扬尘 | 洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖 | - | - |
| | 2 | 焊接废气、施工机械及运输车辆尾气 | 机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条 | - | - |
| 废水 | 1 | 钻井废水 | 钻井废水由临时罐体收集，全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用 | 不外排 | - |
| | 2 | 酸化压裂废水 | 酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至满深联合站处理，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)标准要求后回注。 | 不外排 | - |
| | 3 | 试压废水 | 循环利用，沉淀后场地降尘用水 | 不外排 | - |
| | 4 | 生活污水 | 生活污水依托富源联公寓生活污水处理装置处理。 | 不外排 | - |
| 噪声 | 1 | 装载机、运输车辆等施工设备 | 选用低噪声设备、合理安排施工作业时间，运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。 | - | - |
| 固废 | 1 | 施工土方 | 全部用于管沟和井场回填。 | - | - |
| | 2 | 废弃磺化钻井泥浆 | 经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。 | | |
| | 3 | 磺化泥浆钻井岩屑 | 转运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫 | | |
| | 4 | 废机油 | 收集后进入原油处理系统资源回用 | - | - |
| | 5 | 烧碱废包装袋 | 收集后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置 | | |
| | 6 | 废防渗材料 | | | |
| | 7 | 生活垃圾 | 收集后定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。 | - | - |
| 生态 | 1 | 生态恢复 | 严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复 | 临时占地恢复到之前状态 | - |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2 | 水土保持 | 水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘 | 防止水土流失 | |
| | 3 | 防沙治沙 | 道路、管线沿线采用草方格防风固沙措施 | | |
| 运营期 | | | | | |
| 类别 | 序号 | 污染源 | 环保措施 | 治理效果 | 验收标准 |
| 废水 | 1 | 采出水 | 采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层 | - | 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) |
| | 2 | 井下作业废水 | 井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层 | - | |
| 废气 | 1 | 井场无组织废气 | 密闭管道、阀门的检修和维护 | 场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³ | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求 |
| | | | | 场界硫化氢≤0.06mg/m³ | 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表1新扩改建项目二级标准 |
| 噪声 | 1 | 井场 | 选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施 | 昼间≤60dB(A)<br>夜间≤50dB(A) | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区排放限值 |
| 固废 | 1 | 落地油 | 收集后委托有危废处置资质单位进行处置 | - | 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023） |
| | 2 | 废防渗材料 | | - | |
| | 3 | 废润滑油 | | - | |
| | 4 | 废分子筛 | 厂家回收 | - | - |
| 防渗 | 1 | 分区防渗 | 具体见表6.2-4 | 满足防渗要求 | - |
| | 2 | 管道防腐 | 管道钢接头部分做好外防腐 | 防腐性能良好 | - |
| 风险防范措施 | | 井场 | 设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。 | 风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置 | - |
| 环境管理与监测 | 1 | 井场 | 按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。 | - | 污染源达标排放 |
| | 2 | 环境影响后评价 | 根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《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》等文件组织开展环境影响后评价。 | - | 保证实施 |
| 退役期 | | | | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 1 | 施工扬尘 | 洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖 | - | - |
| 噪声 | 1 | 运输车辆 | 减速慢行，合理安排作业时间。 | - | - |
| 固废 | 1 | 废弃管线、废弃建筑垃圾 | 优先回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。 | 妥善处置 | - |
| | 2 | 设施拆除过程产生的油泥 | 委托有危废处置资质单位进行处置 | 妥善处置 | - |
| 生态 | 1 | 生态恢复 | 地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。 | 恢复原貌 | 《废弃井封井回填技术指南（试行）》 |

# 10.结论

## 10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：（1）钻井工程：老井利用8口（富源210-H18C、富源212-H4、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源215-H1、富源216-H12、满深303），新钻井2口（富源212-H2、富源216-H5），加深井2口（富源212HJS2、富源216-H4JS）；（2）站场工程：新建标准化采油井场3座（富源212-H2、富源216-H5、富源216-H14），注气井场改造8座（富源210-H18C、富源216-H12、富源216-H4、富源216-H4JS、富源216-H6、富源216-H3、富源216H、富源212-H2），满深联合站制氮站新建1台10万方/天二段氮气压缩机，富源212增压站新建1台10万方/天二段氮气压缩机；（3）集输工程：新建单井集油管道14km、注气管道23.6km；（4）配套工程：新建施工便道5.87km，新建35kV电力线路8km，10kV电力线路7km，配套供配电、自控、通信、土建、防腐等公用工程。

建设规模：本项目建成后年产油4.93万t、日产气9.18万$m^3$，年注气0.74亿$m^3$。

项目投资和环保投资：本项目总投资为38023万元，其中环保投资476.2万元，占总投资1.25%。

劳动定员：新建各井场为无人值守，不新增劳动定员。

## 10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024本）》中国家鼓励发展的产业，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）》（新环发〔2024〕93号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》（国函〔2024〕70号）《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于

富满油田富源216H井区，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

## 10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目地处天山南坡中段前山盆地，行政区划隶属于沙雅县管辖，工程所在区域地势较为平坦，属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本项目距离最近的生态保护红线是北侧15.2km处的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物和水土流失重点治理区等，本项目临时占用面积62.76hm$^2$，永久占用面积0.758hm$^2$。

本项目采油井场和集输管线所在区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。评价范围内涉及的土地利用类型主要为沙地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于沙化区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，偶尔可见到重点野生保护动物南疆沙蜥的活动。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，导致潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（3）地表水环境质量现状

本项目废水不外排，且项目周边无地表水体，故本项目实施对地表水环境可接受。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m$^3$的标准；$H_2S$1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m$^3$的标准。

（6）声环境质量现状

评价期内，新建井场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

## 10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表10.1-1。

**表10.1-1　　污染物产排情况一览表**

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 油气集输 | 无组织排放废气 | NMHC | 0.736 | 0.736 | 大气 |
| | | | $H_2S$ | 0.0013 | 0.0013 | |
| 废水 | 采出水 | | 废水量 | 2504 | 0 | 采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。 |
| | 井下作业废水 | | 井下作业废水 | 456 | 0 | 井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水 |

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。 |
| 固体废物 | 井场作业 | 落地油 | - | 0.3 | 0 | 委托有资质单位处理 |
| | | 废防渗材料 | - | 3 | 0 | |
| | | 废润滑油 | - | 0.9 | 0 | |
| | | 废分子筛 | - | 0.8 | 0 | 厂家回收更换 |
| 噪声 | 采油树、分离器、机泵、压缩机等 | 机械噪声 | - | 85~90dB(A) | 厂界达标 | 选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施 |

## 10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本项目不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地63.52公顷，其中永久性占地面积为0.758公顷，临时占地面积62.76公顷，占地类型主要为沙地，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

（5）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

（4）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、$H_2S$短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料和施工人员生活垃圾。站场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、

管沟回填，无弃方；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。废机油收集后进入原油处理系统资源回用；废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料和废润滑油，均属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置；废分子筛由厂家回收。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内。可能发生的环境风险主要包括可能发生的环境风险主要包括管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；钻井作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，油类物质渗流至地下水。本项目应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，本项目实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目新增建设内容

适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

## 10.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本项目采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。

大气污染防治措施：本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：落地油、废防渗材料，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、$H_2S$气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

## 10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，正在开展。

## 10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。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恢复地貌等，经估算本项目总投资为38023万元，其中环保投资476.2万元，占总投资1.25%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

## 10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第9章。

## 10.10 项目可行性结论

塔里木富满油田富源216H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定

的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。